

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA  
HERRAMIENTA PULSANTE CON LA TECNOLOGÍA POWERWAVE PARA LA  
ESTIMULACIÓN EN POZOS INYECTORES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

**LUIS ALEJANDRO MOROS MORICE  
JUAN NICOLÁS SERRANO GUEVARA**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2016**

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA  
HERRAMIENTA PULSANTE CON LA TECNOLOGÍA POWERWAVE PARA LA  
ESTIMULACIÓN EN POZOS INYECTORES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

**LUIS ALEJANDRO MOROS MORICE  
JUAN NICOLÁS SERRANO GUEVARA**

**Proyecto integral de grado para optar al título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:  
IVÁN CAMILO GÓMEZ  
Ingeniero de Petróleos**

**Asesor:  
CARLOS ARRIETA  
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2016**

**NOTA DE ACEPTACIÓN**

---

---

---

---

---

---

ING. Carlos Julio Arrieta.  
Orientador.

---

ING. Luis Guillermo Villa.  
Jurado 1.

---

ING. Jaime Amariz.  
Jurado 2.

Bogotá, Septiembre de 2016

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos.

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Posgrados

**Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Secretario General

**JUAN CARLOS POSADA GARCIA-PEÑA**

Decano Facultad de Ingeniería

**Ing. JULIO C. FUENTES ARISMENDI**

Director (E) Programa Ingeniería de Petróleos

**Ing. EDGAR CEDEÑO LIGARRETO**

Las directivas de la Fundación Universidad de América junto con el cuerpo docente, no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus agradecimientos a sus familiares, por todo su apoyo y colaboración en el desarrollo del proyecto.

A OCCIDENTAL DE COLOMBIA, por brindar la oportunidad de desarrollar un proyecto de grado en tiempos de crisis.

Al Ingeniero de Petróleos y Director del Proyecto IVÁN CAMILO GÓMEZ, por haber brindado tanto conocimiento y tiempo para la realización de este proyecto en una de las compañías más serias y estables de Colombia.

A los orientadores CARLOS ARRIETA, PEDRO PABLO MORENO Y MARÍA CHAMORRO; por su responsabilidad de guiarnos técnica, geológica y financieramente en la ejecución del proyecto.

A la FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA por la formación obtenida como profesionales en la Ingeniería de Petróleos.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	23
OBJETIVOS	24
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	25
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	25
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO	25
1.3 MARCO GEOLÓGICO	27
1.3.1 Columna estratigráfica	27
1.3.2 Estratigrafía	29
1.3.2.1 Grupo Girón	29
1.3.2.2 Formación Tambor	29
1.3.2.3 Formación Cumbre	29
1.3.2.4 Formación Rosablanca	29
1.3.2.5 Formación Paja	29
1.3.2.6 Formación Tablazo	30
1.3.2.7 Formación Simití	30
1.3.2.8 Formación La Luna	30
1.3.2.9 Formación Umir	30
1.3.2.10 Formación Lisama	30
1.3.2.11 Formación Esmeraldas (La Paz)	30
1.3.2.12 Formación Mugrosa	31
1.3.2.13 Formación Colorado	31
1.3.2.14 Grupo Real	32
1.3.3 Geología Estructural	32
1.3.3.1 La Cira	33
1.3.3.2 Infantas	33
1.3.4 Geología del petróleo	33
1.3.4.1 Roca fuente	33
1.3.4.2 Roca reservorio	33
1.3.4.3 Migración	34
1.3.4.4 Roca sello	34
1.3.4.5 Trampa	34
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	34
1.4.1 Método de producción	34
1.4.2 Tiempo de producción	34
1.4.3 Numero de pozos	35
1.4.4. Producción acumulada	35
2. INYECCIÓN DE AGUA	37

2.1 TIPOS DE INYECCIÓN	37
2.1.1 Inyección periférica o externa	37
2.1.2 Inyección en arreglos o dispersa	38
2.2. PRINCIPIOS BÁSICOS PARA LA INYECCIÓN DE AGUA	39
2.2.1 Propiedades importantes en la inyección de agua	41
2.2.1.1 Mojabilidad	41
2.2.1.2 Numero capilar	42
2.2.1.3 Permeabilidades relativas	42
2.2.1.4 Presión capilar	43
2.2.1.5 Relación de movilidades	44
2.2.2 Factores que afectan la inyección de agua	45
2.2.2.1 Geometría del yacimiento	45
2.2.2.2 Litología y propiedades de la roca	45
2.2.2.3 Profundidad del yacimiento	45
2.2.2.4 Continuidad de las propiedades de la roca	46
2.2.2.5 Distribución de las saturaciones de los fluidos	46
2.2.2.6 Propiedades de los fluidos del yacimiento	46
2.3 POTENCIAL DE INYECCIÓN DE AGUA	46
2.4 PATRÓN DE INYECCIÓN DE LA CIRA INFANTAS	48
2.5 COMPLETAMIENTO POZOS INYECTORES LA CIRA INFANTAS	49
2.6 INYECCIÓN SELECTIVA PARA POZOS INYECTORES EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	50
2.6.1.1 Empaques	53
2.6.1.2 Mandriles	55
2.6.1.3 Válvulas reguladoras de flujo (VRF)	55
2.6.1.4 Conector on/off tool	56
2.6.1.5 Empaques de servicio RBP	56
2.6.1.6 Empaque de servicio AISI-X	57
3. PRINCIPALES MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN EN POZOS INYECTORES DE AGUA	58
3.1 ESTIMULACIÓN MECÁNICA	58
3.1.1 Suaveo (pistonear)	59
3.2 ESTIMULACIÓN QUÍMICA (ACIDIFICACIÓN)	59
3.2.1 Tipos de acidificación	59
3.2.1.1 Acidificación tipo fractura	60
3.2.1.2 Acidificación matricial	60
3.2.2 Aditivos químicos en fluidos de estimulación	61
3.2.2.1 Inhibidor de corrosión	61
3.2.2.3 Demulsificante	61
3.2.2.4 Surfactante	61
3.2.2.5 Solvente mutual	61
3.2.2.6 Estabilizador de finos	62
3.2.2.7 Bactericida	62



3.3 ESTIMULACIÓN EN POZOS INYECTORES DE AGUA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	62
3.4 FLUIDO DE ESTIMULACIÓN PARA EL POZO INYECTOR TOPILO X1 EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	63
3.4.1 Fluido de Limpieza de Tubería	64
3.4.3 Sistema principal – Organic Mud Acid (OMA)	65
3.4.4 Estabilizador de finos	66
3.4.5 Espaciador Cloruro de Amonio 3%	66
4. PROBLEMAS ASOCIADOS A LAS OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN EN POZOS INYECTORES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	68
4.1 PROPIEDADES DEL AGUA DE INYECCIÓN	68
4.1.1 Especificaciones fisicoquímicas	68
4.1.1.1 Resultados salinidad y tendencia del agua	69
4.2 CAUSAS DE LA BAJA INYECTIVIDAD EN POZOS INYECTORES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	69
4.2.1. Incrustaciones (scales)	70
4.3 CAUSAS DE LA BAJA EFICIENCIA DEL PROCEDIMIENTO OPERATIVO DE ESTIMULACIÓN EN POZOS INYECTORES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	72
4.3.1 Limitaciones en los parámetros del proceso de estimulación	72
5. CONSIDERACIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA PULSANTE CON LA TECNOLOGÍA POWERWAVE EN UN POZO INYECTOR DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	76
5.1 DESCRIPCION DEL POZO INYECTOR TOPILO-X1	76
5.1.1 Diseño de perforación y completamiento	76
5.2 HERRAMIENTA PULSANTE CON LA TECNOLOGÍA POWERWAVE	76
5.2.1 Tecnología powerwave	77
5.2.2 Herramienta de boquilla autoajustable SAN (Self Adjusting Nozzle Tool)	77
5.2.2.1 Características	78
5.2.2.2 Funcionamiento interno de la herramienta SAN	78
5.2.2.4 Aplicaciones del proceso de limpieza del pozo, utilizando la herramienta de limpieza SAN	81
5.3. CONSIDERACIONES PREVIAS AL PLAN OPERATIVO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA PULSANTE SAN EN EL POZO INYECTOR TOPILO-X1, EJECUTADO EN CAMPO	81
5.4. PLAN OPERATIVO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA PULSANTE SAN EN EL POZO INYECTOR TOPILO-X1, EJECUTADO EN EL CAMPO	82
5.5 IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA PULSANTE SAN EN EL POZO INYECTOR TOPILO-X1, DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	84
6. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA PULSANTE CON LA TECNOLOGÍA POWERWAVE PARA LA	

ESTIMULACIÓN DE UN POZO INYECTOR EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	85
6.1 COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA PULSANTE CON LA TECNOLOGÍA POWERWAVE CON LOS TRATAMIENTOS CONVENCIONALES DE ESTIMULACIÓN	92
7. ANÁLISIS FINANCIERO	95
7.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	95
7.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	97
7.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	99
7.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	100
7.4.1 Tasa de interés de oportunidad (TIO)	100
7.4.2 Valor Presente Neto (VPN)	100
7.5 CONCLUSION FINANCIERA	104
8. CONCLUSIONES	105
9. RECOMENDACIONES	107
BIBLIOGRAFIA	108
ANEXOS	110

## FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación Campo La Cira-Infantas en el mapa de Colombia	26
Figura 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca del VMM	28
Figura 3. Corte NW-SE de las estructuras geológicas en el Campo LCI	32
Figura 4. Esquema de inyección periférica o externa.	38
Figura 5. Inyección de agua en un arreglo de 5 pozos	39
Figura 6. Etapas en el proceso de inyección de agua	40
Figura 7. Sistema mojado por agua y por aceite	41
Figura 8. Permeabilidades relativas	43
Figura 9. Curva típica de presión capilar para una roca mojada por agua	44
Figura 10. Optimización del barrido poroso con inyección de agua	47
Figura 11. Diagrama de inyección selectiva	52
Figura 12. Empaque recuperable Hidráulico "PCS-5"	54
Figura 13. Empaque recuperable Hidráulico TANDEM "C-5"	55
Figura 15. Conector On/Off Tool	56
Figura 14. Diferencial mínimo para funcionar	56
Figura 16. Comportamiento de la presión de inyección en la cabeza del pozo, durante una prueba de admisión a la formación	61
Figura 17. Funcionamiento "Powerwave" en un pozo inyector	77
Figura 18. Herramienta pulsante SAN	78
Figura 19. Ilustración secuencial del funcionamiento de la herramienta pulsante SAN	78
Figura 20. Mecanismo interno de la herramienta pulsante SAN	79
Figura 21. Ilustración de las fases del proceso de cavitación	79
Figura 22. Ilustración del proceso de cavitación y creación de las camas de vaporización	80

## GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Comportamiento histórico producción-inyección del Campo La Cira- Infantas	36
Gráfica 2. Estimulación Pozo Topilo 1	73
Gráfica 3. Estimulación Pozo Topilo 2	74
Gráfica 4. Estimulación Pozo Topilo 3	74
Gráfica 5. Estimulación Pozo Topilo 4	75
Gráfica 6. Prueba de inyectividad pre-powerwave	85
Gráfica 7. Comportamiento P vs. Qiny Prueba pre-powerwave	86
Gráfica 8. Prueba de inyectividad post-powerwave	87
Gráfica 9. Comportamiento P vs. Qiny Prueba post-powerwave	88
Gráfica 10. Prueba de inyectividad post-suaveo + powerwave	89
Gráfica 11. Comportamiento P vs. Qiny Prueba post-suaveo	90
Gráfica 12. Comparación pruebas de inyectividad de Zona VI en el Pozo inyector Topilo X1	91
Gráfica 13. Pruebas de inyectividad Zona II en el Pozo inyector Topilo 1	92
Gráfica 14. Pruebas de inyectividad Zona VI en el Pozo inyector Topilo 3	93
Gráfica 15. Pruebas de inyectividad Zona III en el Pozo inyector Topilo 4	94
Gráfica 16. Flujo de caja escenario 1	101
Gráfica 17. Flujo de caja neto escenario 1	102
Gráfica 18. Flujo de caja escenario 2	103
Gráfica 19. Flujo de caja neto escenario 2	103

## TABLAS

	pág.
Tabla 1. Inicio de la inyección por áreas	35
Tabla 2. Formulaci3n HCl -7.5%	64
Tabla 3. Formulaci3n Pre-flujo cido	65
Tabla 4. Formulaci3n de OMA	66
Tabla 5. Formulaci3n de Estabilizador de fi nos	66
Tabla 6. Formulaci3n de Espaciador Cloruro de Amonio	67
Tabla 7. Valores máximos recomendados para un agua de inyecci3n de buena calidad	68
Tabla 8. Datos generales del pozo	81
Tabla 9. Datos de inyectividad según trazadores	82
Tabla 10. Costos de inversi3n escenario 1	96
Tabla 11. Costos de inversi3n escenario 2	97
Tabla 12. Costos de mantenimiento	97
Tabla 13. Lifting cost	98
Tabla 14. Producci3n incremental	98
Tabla 15. Costos de producci3n	98
Tabla 16. Costos operacionales	99
Tabla 17. Precio de venta	99
Tabla 18. Producci3n neta	100
Tabla 19. Ingresos totales	100

## ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Número capilar	42
Ecuación 2. Movilidad	44
Ecuación 3. Relación de movilidades	45
Ecuación 4. Índice de inyectividad (Qcobb)	47
Ecuación 5. Valor presente neto	101
Ecuación 6. Flujo de caja	102

## GLOSARIO

**AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN:** el área en la que, y las condiciones físicas bajo las cuales, se depositan los sedimentos, incluida la fuente de los sedimentos; los procesos depositacionales tales como la depositación por acción del viento, el agua o el hielo; y la localización y el clima, tal como un desierto, un pantano o un río.

**ANTICLINAL:** pliegue en forma de arco, en el que las capas son convexas hacia arriba. Las capas más antiguas forman el núcleo del pliegue y las capas menos antiguas se depositan sobre ellas. Formando así este pliegue.

**ARENISCA:** roca sedimentaria de tipo detrítico que contiene clastos de tamaño de la arena. Su textura generalmente es friable. Su tamaño de grano varía entre 0.062 y 2 milímetros. La roca está compuesta principalmente de cuarzo y se podrían encontrar pequeñas cantidades de feldespato y otros minerales.

**BASAMENTO:** roca ígnea o metamórfica deformada que se encuentra por debajo de los depósitos sedimentarios.

**CABECEO:** elemento de un pliegue, que es el ángulo que forma el eje del pliegue con una línea horizontal contenida en el plano axial.

**CALIZA:** roca sedimentaria carbonatada, cuyo su origen puede ser químico, biológico o mixto. Su textura es compacta y rugosa. Está compuesta por calcita y los minerales generalmente son silicatos, piritita y siderita.

**CALIZA OOLÍTICA:** caliza formada mayoritariamente por ooides cementados, parcial o totalmente, por carbonato de Calcio.

**CAMPO:** un campo de petróleo está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos y que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello.

**CHERT:** variedad criptocristalina del cuarzo, que se encuentra generalmente en agregados de color variable, de pardo a amarillento o negro, asociada a formaciones sedimentarias.

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA:** representación gráfica utilizada en la geología, para especificar y describir la secuencia de rocas de una localización determinada. Las rocas más antiguas se encuentran en la parte inferior y las rocas más jóvenes en la parte superior.

**CONCORDANCIA:** relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas en las que existe paralelismo entre los materiales infra y suprayacentes.

**CONCRECIÓN:** acumulación de sedimentos que tienden a concentrarse en ciertas partes de la roca, generalmente cerca del núcleo.

**CONGLOMERADO:** roca sedimentaria detrítica. Está constituida en más del 50% por elementos detríticos redondeados > 2 milímetros y cohesionados por un cemento o por una matriz fina.

**CUENCA:** es la depresión de la corteza terrestre formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia, en la que se acumulan sedimentos.

**CUENCA DE ANTEPAIS:** cuenca sedimentaria subsidente, situada entre el frente de una cordillera de plegamiento y el cratón adyacente.

**DISCORDANCIA:** superficie geológica que disgrega los estratos más jóvenes de los más antiguos y que muestra ausencia de depositación, en muchos casos combinado con la erosión.

**DOMO:** un tipo de anticlinal circular o elíptico.

**ESPESOR:** se refiere a la medida del grueso o lo ancho de un cuerpo sólido. Si es un sólido irregular el espesor puede variar a lo largo de su extensión.

**ESTRATIGRAFÍA:** ciencia que estudia las características litológicas de los estratos de la tierra, para conocer la historia y la respectiva edad geológica de estos, con el fin de establecer correlaciones que puedan ayudar a corroborar información.

**ESTRATIFICACIÓN CRUZADA:** serie de planos de estratificación inclinados que guardan alguna relación con la dirección del flujo de la corriente, con el ángulo de apoyo del sedimento y con la proporción de provisión del mismo.

**FALLA:** interrupción de una secuencia, a lo largo de la cual existe un movimiento observable entre los dos bloques nuevos que se formaron.

**FALLA INVERSA:** tipo de falla que se forma cuando el bloque elevado es el superior y su superficie de falla buza hacia la posición del bloque elevado.

**FALLA NORMAL:** tipo de falla que se forma cuando el bloque hundido es el superior y su superficie de falla buza hacia la posición del bloque hundido.

**FORMACIÓN:** unidad litoestratigráfica fundamental. Cuerpo de rocas identificado por sus características litológicas y su posición estratigráfica.

**GASTERÓPODOS:** clase de moluscos acuáticos o terrestres que tienen un pie en el cual se pueden arrastrar. Protegidos por una concha de una pieza que generalmente es en espiral.

**GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO:** parte de la geología que se encarga de estudiar los aspectos relacionados con la formación de yacimientos de petróleo.



**GEOLOGÍA ESTRUCTURAL:** es aquel tipo de geología que se encarga del estudio de las estructuras del subsuelo. Por esto, analiza la relación entre diversas rocas que conforman la corteza terrestre.

**GLAUCONITA:** mineral del grupo de los silicatos, que se localiza en las rocas sedimentarias y se forma generalmente en las plataformas continentales.

**GRUPO:** unidad litoestratigráfica de un rango mayor que la formación. Debido a que comprende dos o más de estas.

**INFRAYACE:** hace referencia a que está por debajo de algo en específico.

**KERÓGENO:** mezcla de compuestos químicos orgánicos presentes en las rocas sedimentarias. Que se basa en el contenido de carbono orgánico total que existe en la roca.

**LIMOLITA:** roca sedimentaria de tipo detrítico clástico. Su tamaño de grano varía entre 1/16 milímetros hasta 1/256 milímetros. Estas rocas presentan una composición muy variada, pero generalmente contienen óxido de hierro, calcita, feldespatos, entre otros.

**LITOLOGÍA:** parte de la geología que se encarga de estudiar la composición y las características principales de la roca.

**LODOLITA:** roca sedimentaria detrítica. Constituida por minerales de arcilla.

**LUTITA:** roca sedimentaria formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo. Son constituidas por granos muy finos, de menos de 0.062 milímetros. Puede contener materia orgánica.

**LITOARENITA:** arenisca en que la proporción de cuarzo es inferior al 75% respecto al total de elementos de esta. Además, la relación de feldespatos a fragmentos de otras rocas es menor que la tercera parte.

**MARCO GEOLÓGICO:** resumen de la geología en una localización determinada, donde se incluye la estratigrafía y la geología estructural asociada a dicha localización.

**MARGA:** roca sedimentaria de aspecto similar a la caliza. Esta roca está compuesta principalmente de un 35 a un 65% de carbonato cálcico y el resto de arcilla, es fácilmente erosionable.

**MICA:** mineral del grupo de los silicatos hidratados, que se cristaliza en láminas brillantes. Su dureza es mínima.

**MIEMBRO:** unidad litoestratigráfica de menor rango que la formación, debido a que, esta unidad siempre hace parte de la formación.

**MIGRACIÓN:** es el proceso del hidrocarburo formado en la roca fuente, que genera un movimiento hacia la roca reservorio.

**OOIDE:** cada una de las partículas sub-esféricas o esféricas que componen una roca oolítica. Son concreciones aproximadamente esféricas cuyo tamaño se sitúa entre 0.1 y 2 milímetros, de estructura radial y concéntrica.

**PARACONFORMIDAD:** discontinuidad estratigráfica en la que hay un paralelismo entre la capa infrayacente y la capa suprayacente, siendo la superficie de discontinuidad paralela a los planos de estratificación.

**PERMEABILIDAD:** propiedad de la roca para permitir que un fluido pueda atravesar sus poros, sin alterar su estructura.

**PETROFÍSICA:** materia que se encarga de determinar cuantitativamente las propiedades de la roca y las propiedades de los fluidos dentro de esta.

**POROSIDAD:** propiedad de la roca que está definida por la relación del volumen poroso entre el volumen total de la roca.

**PIRITA:** mineral del grupo de los sulfuros, que se cristaliza normalmente en unidades cúbicas. Generalmente es macizo.

**PLEGAMIENTO:** fenómeno geológico que puede producirse tanto en escala macro como en escala micro, cuyo efecto es la formación de pliegues en los materiales a los que afecta. En la mayor parte de los casos, es consecuencia de compresión e implica un encogimiento.

**RÍO MEANDRIFORME:** canal de agua con un alto número de curvas.

**ROCA FUENTE:** es una roca sedimentaria, normalmente arcillas negras con una alta concentración de materia orgánica, debido a la incorporación de restos de organismos vivos (algas, fragmentos de plantas terrestres, etc.) durante el depósito de la roca.

**ROCA RESERVORIO:** es aquella roca sedimentaria, que a modo de esponja, absorben y expulsan fluidos, debido a sus mayores características que deben ser la porosidad y la permeabilidad.

**ROCA SELLO:** es un tipo de roca impermeable que impide que el hidrocarburo se escape de forma natural hacia la superficie o hacia otro lugar donde no se puede entrapar el petróleo.

**SEDIMENTOS:** son los granos no consolidados de minerales, materia orgánica o rocas preexistentes, que pueden ser transportados por el agua, el hielo o el viento, para luego ser depositados.

**SINCLINAL:** pliegue en forma de arco al revés, en el que las capas son convexas hacia abajo. Las capas menos antiguas forman el núcleo del pliegue y las capas más antiguas se depositan sobre ellas. Formando así este pliegue.

**SUPRAYACE:** hace referencia a que está encima de algo en específico.

**TOBA:** roca ígnea. Su tamaño de grano varía entre 64 y 2 milímetros. Las tobas pueden incluir fracciones de minerales como augita, biotita, plagioclasa y leucita, entre otros

**TRAMPA:** una configuración de rocas adecuadas para acumular hidrocarburos, selladas por una formación impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar.

**TRAMPA ESTRUCTURAL:** una variedad de estructura geológica sellada con capacidad para retener hidrocarburos, tal como una falla o pliegue.

## ABREVIATURAS

<b>AISI</b>	American Iron and Steel Institute.
<b>ANH</b>	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
<b>API</b>	American Petroleum Institute.
<b>ASTM</b>	American Society for Testing and Materials.
<b>Bbl</b>	Barriles.
<b>BHA</b>	Bottom Hole Assembly.
<b>BOPD</b>	Barriles de petróleo por día.
<b>BPA</b>	Barriles por año.
<b>BPD</b>	Barriles por día.
<b>BPM</b>	Barriles por minuto.
<b>BSR</b>	Bacterias sulfato-reductoras.
<b>BWPD</b>	Barriles de agua por día.
<b>cP</b>	Centipoise.
<b>Ft</b>	Pies.
<b>Gpt</b>	Galones por cada mil galones.
<b>GR-CCL</b>	Gamma Ray-Casing Collar Locator.
<b>Iw</b>	Índice de Inyectividad.
<b>Km</b>	Kilómetros.
<b>Kr</b>	Permeabilidad relativa.
<b>LC</b>	La Cira.
<b>LCI</b>	La Cira Infantas.
<b>M</b>	Movilidad.
<b>mD</b>	MiliDarcies.
<b>MD</b>	Measurement depth.
<b>NACE</b>	National Association of Corrosion Engineers.
<b>OMA</b>	Organic Mud Acid.
<b>OXY</b>	Occidental de Colombia.
<b>P</b>	Presión.
<b>Ppg</b>	Libras por galón.
<b>Ppm</b>	Partes por millón.
<b>Ppt</b>	Partes por trillón.
<b>Q</b>	Caudal.
<b>RMT</b>	Reservoir Management Team.
<b>Rw</b>	Radio del pozo.
<b>SAN</b>	Self-adjusting nozzle.
<b>Si</b>	Daño de formacion del pozo inyector.

<b>Sp</b>	Daño de formación del pozo productor.
<b>SRT</b>	Step Rate Test.
<b>TVD</b>	True vertical depth.
<b>VMM</b>	Valle Medio del Magdalena.
<b>VRF</b>	Válvula reguladora de flujo.

## **RESUMEN**

**TITULO:** EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA PULSANTE CON LA TECNOLOGÍA POWERWAVE PARA LA ESTIMULACIÓN EN POZOS INYECTORES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS.

### **DESCRIPCIÓN**

El presente trabajo está basado en la implementación de una herramienta pulsante con la tecnología Powerwave en el pozo inyector Topilo X1 del Campo La Cira Infantas, en donde se presenta el problema de baja efectividad en las operaciones de estimulación química debido a la mala calidad del agua de inyección y acumulación de sedimentos, incrustaciones y migración de finos en la cara de la formación de los intervalos perforados.

La implementación de la herramienta pulsante es una operación que complementó el procedimiento de estimulación en el pozo inyector, en donde se logró restablecer el índice de inyectividad del pozo de 0.06 BPM a 1.12 BPM, teniendo un control adecuado en las presiones de operación, debido a que en los trabajos de estimulación, no se debe sobrepasar la presión de trabajo sugerida por la operadora.

Los resultados hallados en la evaluación técnica y financiera del proyecto, muestran que la prueba piloto de la implementación de la herramienta pulsante, es atractiva para la compañía operadora Occidental De Colombia, debido a que en otros pozos inyectores que presenten problemas similares, se puedan generar ahorros significativos en costos de operación.

### **PALABRAS CLAVE**

- Estimulación pozos
- Pozos inyectores
- Herramienta pulsante Powerwave
- Campo La Cira Infantas
- Cuenca Valle Medio Magdalena.

## INTRODUCCIÓN

El presente proyecto se desarrolla en el Campo La Cira Infantas, el Campo petrolero más antiguo de la República de Colombia, el cual está ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. El Campo está catalogado como un Campo maduro, por lo que la compañía Occidental de Colombia ha venido trabajando junto con Ecopetrol desde el año 2005, en aumentar la producción del Campo realizando operaciones de recobro mejorado como inyección de agua y gas.

El problema a examinar aparece en los pozos inyectores del Campo, los cuales presentan baja eficiencia en el proceso operativo de estimulación química debido principalmente a la mala calidad del agua inyectada, la cual tiene altos contenidos de grasas y aceites; además de esto hay presencia de dióxido de carbono, hierro y H<sub>2</sub>S disuelto que al estar en el agua logran formar compuestos inorgánicos que generan incrustaciones en los intervalos perforados, y/o en la cara de la formación. Debido a este problema, aparece la necesidad de estimular los pozos inyectores, lo cual se refiere a la acción de remover toda clase de sedimentos acumulados con el objetivo de restablecer la permeabilidad de la cara de la formación para que el flujo del agua inyectada no presente ninguna limitación en su recorrido.

En el proyecto se evalúa la parte técnica y financiera de la implementación de una herramienta pulsante de limpieza con la tecnología Powerwave en el pozo inyector Topilo X1 del Campo La Cira Infantas, con la intención de restablecer el índice de inyectividad del pozo sin que haya necesidad de aplicar un tratamiento químico, el cual representa mayores costos de operación para la compañía operadora. La implementación de esta herramienta pulsante es una operación complementaria de las operaciones de estimulación en el pozo inyector, la cual se llevó a cabo como prueba "piloto"; por lo tanto los resultados del presente trabajo, pueden llevar a aplicar la misma metodología en otros pozos inyectores con el objetivo de reducir costos de operación en los trabajos de estimulación en el Campo.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar la viabilidad técnico-financiera de la implementación de una herramienta pulsante con la tecnología “Powerwave” para la estimulación en los pozos inyectores del Campo La Cira Infantas.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades del Campo La Cira Infantas.
2. Describir el proceso de inyección de agua en el Campo La Cira Infantas.
3. Describir los métodos actuales de estimulación en los pozos inyectores de agua del Campo La Cira Infantas.
4. Describir las propiedades del fluido de estimulación para los pozos inyectores del Campo La Cira Infantas.
5. Analizar las causas de la baja eficiencia del procedimiento operativo de estimulación en los pozos inyectores del Campo La Cira Infantas.
6. Implementar una herramienta pulsante con la tecnología “Powerwave” para la estimulación en un pozo inyector del Campo La Cira Infantas.
7. Analizar los resultados de la implementación de una herramienta pulsante con la tecnología “Powerwave” mediante la comparación con los tratamientos convencionales de estimulación en los pozos inyectores del Campo La Cira Infantas.
8. Evaluar la viabilidad financiera de la implementación de una herramienta pulsante con la tecnología Powerwave mediante el indicador Valor Presente Neto (VPN).



## **1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

A continuación se presenta una breve descripción del Campo La Cira Infantas, uno de los hallazgos más importantes en la historia petrolera de Colombia y con el cual se iniciaron proyectos de exploración, durante la primera década del siglo XX.

### **1.1 HISTORIA DEL CAMPO**

En el Campo La Cira-Infantas nace precisamente la historia de la industria petrolera en Colombia, pues en el año 1905 es cuando el Gobierno Colombiano decide firmar los primeros contratos de concesión con personas naturales, entre los cuales se encontraba Roberto De Mares, con quien se firmó concesión para terrenos ubicados en el Departamento de Santander (aproximadamente 1000 hectáreas). Así nació la “Concesión De Mares”, la cual más adelante pasaría a manos de la empresa Norteamericana Tropical Oil Company (conocida popularmente como la Troco), la cual era propiedad de la Standard Oil Company.

En 1917, se inició la perforación de los dos primeros pozos exploratorios en la zona: Infantas-1 e Infantas-2. El 27 de Abril de 1918 se completó el pozo Infantas 2 convirtiéndose en el pozo descubridor del Campo y alcanzó una profundidad de 1580 ft.

Luego, el 11 de Noviembre de 1918, se completó el pozo Infantas 1, también productor, el cual alcanzó una profundidad de 2285 ft. A partir de este descubrimiento, el área queda declarada como comercial.

La “Troco” administró el campo hasta el 25 de Agosto de 1951, cuando la concesión revirtió; a partir de ese momento, la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) queda como compañía operadora.

A Diciembre de 2015, el Campo tiene un área aproximada de 160 Km<sup>2</sup>, cuenta con 1412 pozos activos, de los cuales 1004 son productores y 408 pozos inyectoros. Las operaciones del Campo siguen siendo lideradas por Ecopetrol y Occidental de Colombia desde el año 2005. El Campo La Cira-Infantas es el más antiguo del país.

Al primer trimestre del 2016, en el Campo se trabaja en ingeniería de campos maduros mediante la aplicación de nuevas tecnologías con el objetivo de incrementar la producción petrolera de una manera significativa. El contrato entre Ecopetrol y OXY, hace parte de la recuperación de campos maduros de Colombia.

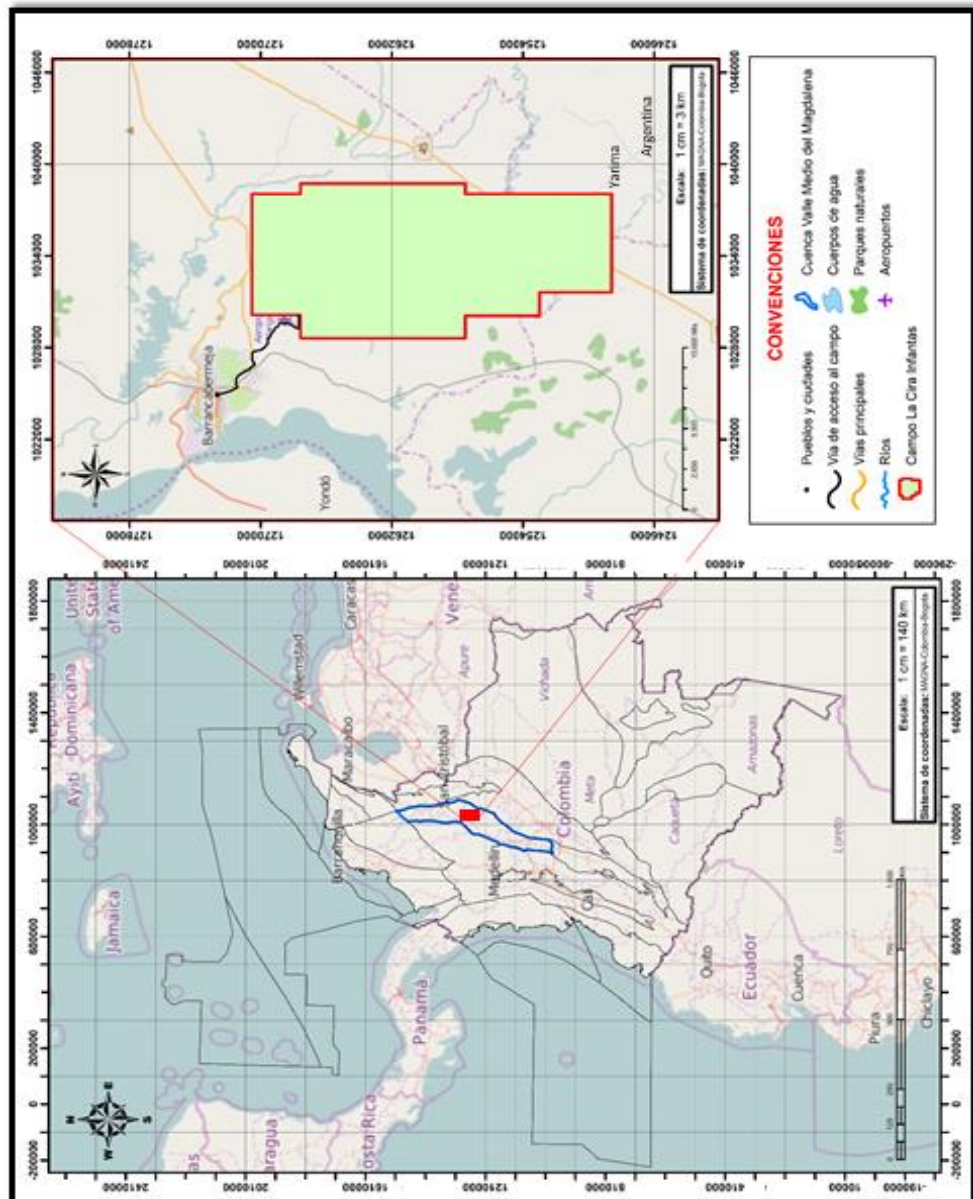
### **1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO**

El Campo La Cira Infantas abarca un área aproximada de 160 Km<sup>2</sup>, se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, República de Colombia, en el Departamento de Santander, en el corregimiento El Centro, a una distancia aproximada de 22 Km al Sureste de la ciudad de Barrancabermeja y a 250 Km al

Noroccidente de la ciudad de Bogotá. El Campo abarca un área aproximada de 160 Km<sup>2</sup> (**Figura 1**).

Para llegar al Campo La Cira Infantas desde la Ciudad de Barrancabermeja por vía terrestre se deben recorrer aproximadamente 25 Km hacia el sureste transitando la vía Barrancabermeja-Troncal Magdalena (Ruta 66), que atraviesa el corregimiento El Centro.

**Figura 1.** Ubicación Campo La Cira-Infantas en el mapa de Colombia.



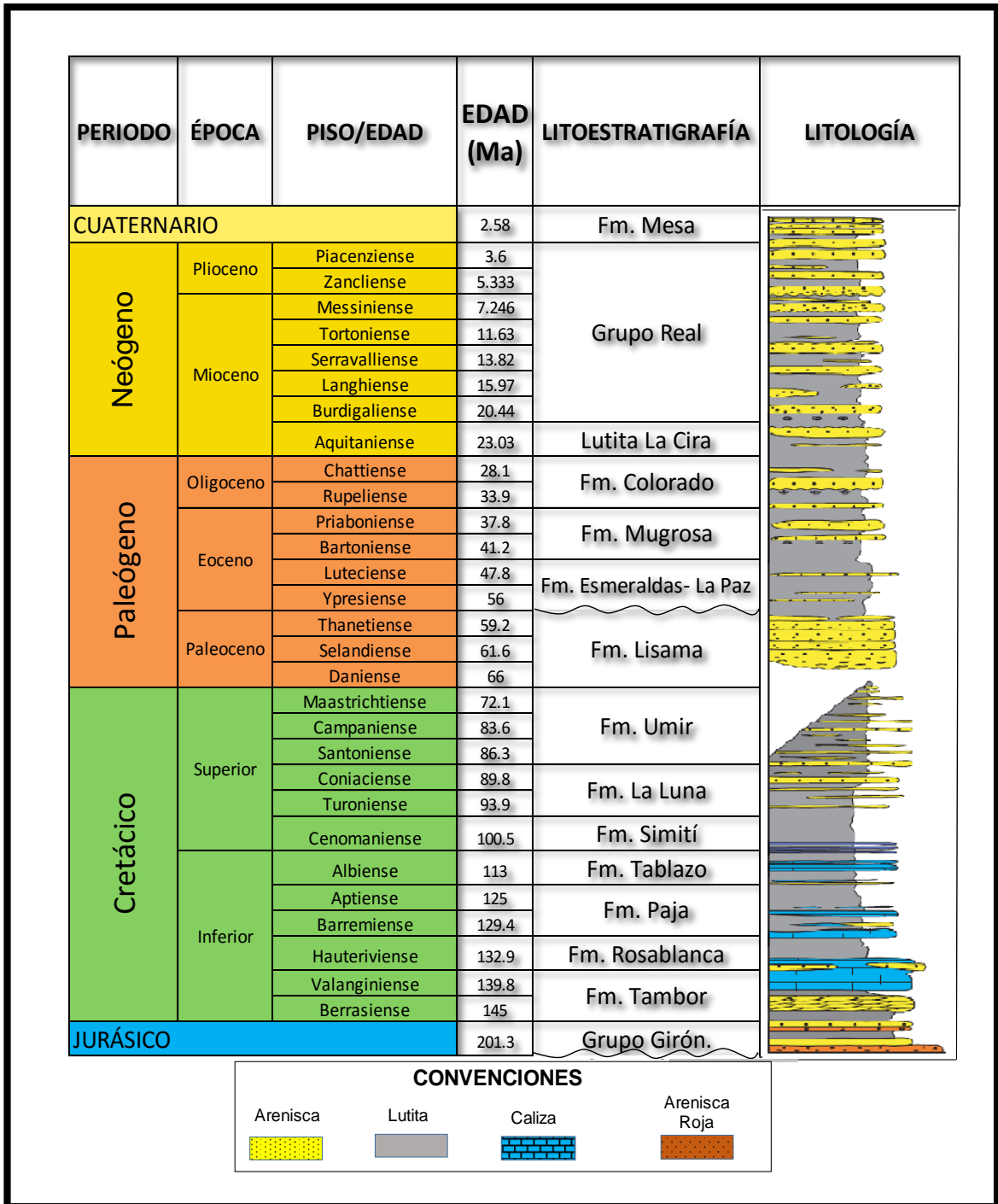
**Fuente:** ArcGIS para escritorio. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en: < <http://www.esri.com/> >.

### 1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación se describe brevemente: la estratigrafía, la geología estructural y del petróleo, asociada al Campo objeto de estudio.

**1.3.1 Columna estratigráfica.** En el campo La Cira Infantas, y por lo tanto en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el periodo Terciario se depositaron sedimentos continentales y marinos. A su vez, la cuenca ha experimentado una serie de sucesos tectónicos sedimentarios, los cuales se han encargado de darle la composición actual. Con base en lo anterior, se muestra la columna estratigráfica general de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (**Figura 2**),

**Figura 2.** Columna Estratigráfica de la Cuenca del VMM.



**Fuente:** Columna estratigráfica generalizada, cuenca Valle Medio del Magdalena (tomada de ANH, 2012). Modificado por los autores.

**1.3.2 Estratigrafía.** A continuación se describen, para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, de la más antigua a la más reciente, las principales características estratigráficas de las unidades geológicas encontradas en los pozos perforados del Campo La Cira Infantas.

**1.3.2.1 Grupo Girón.** De edad Jurásico<sup>1</sup>. Se compone de areniscas rojas y limolitas, estas últimas intercaladas con tobas. Su espesor varía entre 9840 y 14760 ft, se hace más espesa hacia el Occidente del Campo y se adelgaza hasta estar ausente en el Oriente. Su ambiente de depositación fue continental fluvial. Esta formación suprayace discordantemente sobre el basamento e infrayace concordantemente a la Formación Tambor.

**1.3.2.2 Formación Tambor.** De edad Valanginiano<sup>2</sup>. Sus depósitos son areniscas cuarzosas, de colores oscuros, parcialmente calcáreas, densas con presencia de pequeñas fracturas. Localmente se tienen incrustaciones de glauconita color verde oscuro y son parcialmente calcárea. Su espesor varía entre 980 y 6560 ft. Su ambiente de depositación fue continental meandriforme. La formación suprayace e infrayace concordantemente al Grupo Girón y a la Formación Rosablanca respectivamente.

**1.3.2.3 Formación Cumbre.** Está compuesta por areniscas y lodolitas depositadas en ambientes de intramareales. No se encuentra en el área del campo La Cira – Infantas.

**1.3.2.4 Formación Rosablanca.** De edad Hauterviano-Barremiano<sup>3</sup>. Esta formación se caracteriza por tener trazas de caliza oolítica negras y densas, hacia el tope se encuentra degradación en la calidad de las calizas, las calizas son oolíticas con colores de marrones a gris y trazas de minerales pesados (pirita). Su espesor varía entre 980 y 3280 ft. Se depositó en condiciones variables que pasaron de transicional a marino somero. Esta formación suprayace e infrayace concordantemente a las formaciones Los Santos y Paja respectivamente.

**1.3.2.5 Formación Paja.** De edad Barremiano-Aptiano<sup>4</sup> Se caracteriza por tener lutitas de color marrones oscuras a negras, de ligeramente calcáreas a calcáreas, bastantes duras con trazas de calizas y en algunas partes se evidencian trazas de minerales como la mica y la pirita, contiene gran cantidad de materia orgánica. Su espesor varía entre 410 y 2050 ft. Su ambiente de depositación fue un ambiente marino pero de agua más profundo que el de la Formación Rosablanca. Esta formación suprayace e infrayace concordantemente a las formaciones Rosablanca y Tablazo respectivamente.

---

<sup>1</sup> JULIVERT, Manuel. Léxico Estratigráfico de Colombia. París. Centre National de la Reserche Scientifique: 1968, p.562.

<sup>2</sup> Ibid, p. 568.

<sup>3</sup> Ibid. p 419.

<sup>4</sup> Ibid, p. 565.

**1.3.2.6 Formación Tablazo.** De edad Aptiano-Albiano<sup>5</sup> Está compuesta por lutitas de tipo calcáreo, margas y calizas masivas. Estas últimas tienen mayor presencia en el tope de la formación, contienen abundante pirita y se caracterizan por ser densas, duras y oscuras. Se considera como una excelente roca fuente. Su espesor varía entre 490 y 1380 ft. El ambiente de depositación fue de tipo transicional. Esta formación suprayace e infrayace concordantemente a las formaciones Paja y Simití respectivamente.

**1.3.2.7 Formación Simití.** De edad Albiano<sup>6</sup>. Se caracteriza por contener lutitas que varían su color de marrones a grises, que tienen una variación de no calcáreas a moderadamente calcáreas, compactas, laminadas y duras. Su espesor varía entre 820 y 2130 ft. Su ambiente de depositación fue marino profundo. Esta formación suprayace e infrayace concordantemente a las formaciones Tablazo y La Luna respectivamente.

**1.3.2.8 Formación La Luna.** De edad Turoniano-Coniaciano<sup>7</sup>. En el inferior de la formación, se compone de lutitas negras calcáreas, las cuales están estratificadas con calizas. En la zona media, se compone de lutitas negras, duras, compactas y masivas. En la parte superior, la cual se compone de lutitas de tipo calcáreo intercaladas con delgadas capas de calizas.

Su espesor varía entre 260 y 2300 ft. Se depositó en ambiente marino profundo. Esta formación suprayace e infrayace concordantemente a las formaciones Simití y Umir respectivamente.

**1.3.2.9 Formación Umir.** De edad Campaniano-Maestrichtiano<sup>8</sup>. Está compuesta en su mayoría por lodolitas grises intercaladas con carbones, y en menor proporción areniscas de tipo arcilloso, además de concreciones rojas (Hierro). Su espesor varía entre 750 y 3280 ft. Se depositó en un ambiente marino. Esta formación suprayace e infrayace concordantemente a las formaciones La Luna y Lisama respectivamente.

**1.3.2.10 Formación Lisama.** El área de influencia del Campo La Cira-Infantas no registra la presencia de esta unidad estratigráfica. Se compone en su mayoría por lutitas de varios colores con intercalaciones de capas delgadas de areniscas sucias. Dichas capas se vuelven más gruesas hacia el tope de la Formación. Los sedimentos depositados en esta formación son una transición entre los de tipo marino de la Formación Umir y los de tipo continental.

**1.3.2.11 Formación Esmeraldas (La Paz).** De edad Paleoceno-Eoceno<sup>9</sup>. En la base está compuesta por un gran intervalo de areniscas conglomeráticas con

---

<sup>5</sup> Ibid, p. 567-568

<sup>6</sup> Ibid, p. 567

<sup>7</sup> Ibid, p. 437

<sup>8</sup> Ibid, p. 568

<sup>9</sup> DE PORTA, Jaime. Léxico estratigráfico de Colombia. Paris. Centre National de la Reserche Scientifique: 1974, p.71

estratificación cruzada de color gris claro. Además presenta capas delgadas de limolita y lutita de color gris. Desde el medio hasta el tope del intervalo se compone por una secuencia de lutitas (color gris claro a verdoso) intercaladas con una arenisca no consolidada y capas delgadas de limolitas. En el tope se encuentra una capa muy delgada de tipo fósil, compuesta en su mayoría por moluscos de procedencia de agua ligeramente salobre. El espesor de esta unidad sedimentaria es variable entre los 300 y 700 ft. Se depositó en un ambiente continental de corrientes lagunares. Esta formación suprayace discordantemente a la formación Umir e infrayace concordantemente a la formación Mugrosa.

**1.3.2.12 Formación Mugrosa.** De edad Eoceno-Oligoceno<sup>10</sup>. Se caracteriza por estar compuesta de areniscas levemente calcáreas de grano muy fino a fino, masivas con intercalaciones parciales de lutitas y limolitas<sup>11</sup>. Esta formación se caracteriza por estar presente en dos de las zonas más productoras del campo, las cuales son la Zona B (Superior) y la Zona C (Inferior). Estas Zonas se encuentran separadas entre sí por intervalos de lutitas y lodolitas. El contacto con la unidad infrayacente (Formación Esmeraldas-La Paz) está marcado por una paraconformidad, la cual es difícil de identificar, debido a las similitudes en la litología de ambas formaciones.

- **Zona B.** Se compone por arcillas intercaladas con delgadas capas de limolitas. En el tope de la zona se encuentra el anteriormente mencionado horizonte fosilífero “Fósiles de Mugrosa”, el cual se compone de fragmentos calcificados gasterópodos de agua dulce. Esta zona tiene un espesor entre 630 y 2050 ft.
- **Zona C.** Esta Zona es el reservorio más importante del Campo. Está compuesta por areniscas que varían su espesor entre 510 y 570 ft: las cuales fueron depositadas en canales fluviales de sistemas de ríos meandriformes, intercaladas con capas de lodolitas, las cuales tuvieron un ambiente continental fluvial. Esta formación infrayace a la formación Colorado y suprayace concordantemente a Esmeralda- La Paz.

Los yacimientos del campo se han dividido zonas productoras, estas fueron divididas por cuestiones operacionales.

**1.3.2.13 Formación Colorado.** De edad Oligoceno-Mioceno<sup>12</sup>. Se caracteriza por presentar areniscas de grano fino a muy fino, con abundantes intercalaciones de lutitas y limolitas, no consolidadas con finos lentes esporádicos de caliza. Su importancia en el área es ser rocas almacenadoras y fuentes. Al tope de la Formación se encuentra el horizonte fosilífero “La Cira Shale”, el cual se compone de moluscos de agua dulce. En la parte más alta del Campo, dicho horizonte se

---

<sup>10</sup> Ibid, p. 615

<sup>11</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. p. 41

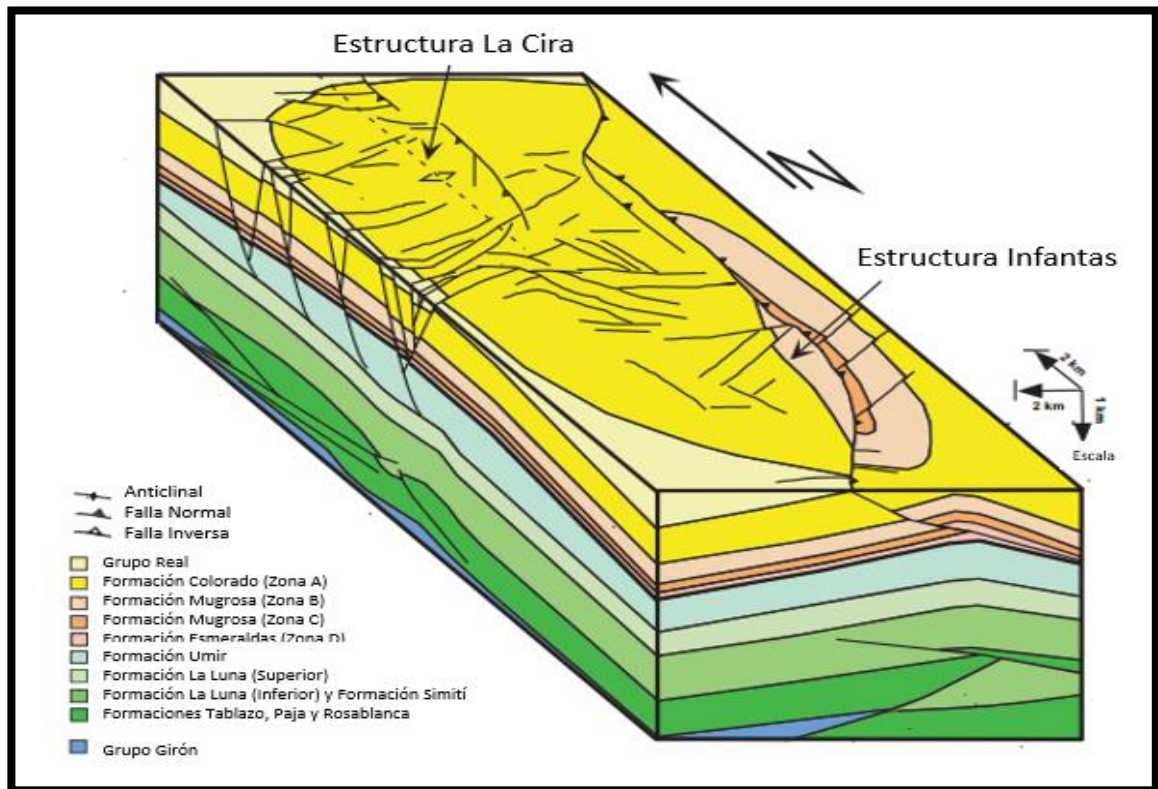
<sup>12</sup> DE PORTA, Jaime. Léxico estratigráfico de Colombia. Paris. Centre National de la Reserche Scientifique: 1974, p.603.

encuentra erosionado Su espesor varía entre 330 y 4920 ft. Su ambiente de depositación fue continental fluvial. Esta formación suprayace e infrayace concordantemente a la formación Mugrosa y al grupo Real respectivamente.

**1.3.2.14 Grupo Real.** De edad Mioceno<sup>13</sup>. Está compuesta por lodolitas arenosas abigarradas con intercalaciones de cuarzoarenitas arcillosas de grano fino a medio y litoarenitas arcillosas friable<sup>9</sup>. Este grupo está ausente en el área de influencia del campo.

**1.3.3 Geología Estructural.** El Campo objeto de estudio ha sido afectado por los diferentes eventos tectónicos que dieron lugar a la conformación actual de la cuenca intramontaña del Valle Medio del Magdalena, que en forma general son de tipo compresional, asociados al levantamiento de las Cordilleras Oriental y Central. El bloque diagrama de la Figura 3, ilustra la estructuración regional asociada del Campo La Cira Infantas, basado en la evolución de la Cuenca del VMM. **(Figura 3).**

**Figura 3.** Corte NW-SE de las estructuras geológicas en el Campo LCI.



**Fuente.** París, G. y J. Romero, 1994, Fallas activas en Colombia: Boletín geológico, Ingeominas, 34, no. 2-3, p. 1-53.

<sup>13</sup> Ibid, p. 613.



Para el Campo se tiene dos estructuras; Cira e Infantas.

**1.3.3.1 La Cira.** La estructura La Cira tiene un área cercana a los 54 Km<sup>2</sup>. Dicha estructura es un anticlinal localizado en la zona Norte del Campo con forma de domo, con dirección Norte-Sur al Noroeste del anticlinal de Infantas. Posee cabeceo hacia el Norte y hacia el Sur. Presenta un corte al Este del eje del anticlinal, a causa de la falla La Cira, la cual es de tipo inverso, con alto ángulo que oscila entre los 70° y 80°, con buzamiento hacia el Occidente y con desplazamiento entre 200 y 300 ft sobre el tope de la estructura. Al Este de dicha falla, la estructura presenta un hundimiento levemente en forma de “U”, formando así con la falla de Infantas una especie de pliegue sinclinal. Además de la falla de La Cira, existen otras fallas transversales al eje de la estructura. Estas son de tipo normal, con buzamientos entre 80° y 90° y desplazamientos de hasta 250 ft, los cuales dividen el campo en varios bloques. De acuerdo a datos de producción del Campo, se ha concluido que la falla la Cira hace el papel de barrera efectiva entre ambos flancos de la estructura.

**1.3.3.2 Infantas.** La estructura Infantas es un anticlinal asimétrico y elongado, cerrado en ambas puntas y cortado a lo largo de la cresta por la gran falla inversa Infantas. Esta falla, tiene un desplazamiento entre los 1000 y 1200 ft, exceptuando la zona Norte donde el pliegue anticlinal presenta un hundimiento. En la superficie se manifiestan filtraciones de aceite. La dirección predominante del eje del pliegue es Norte Sur a 10 ° hacia el Noreste. El área aproximada de la estructura es de 24 Km<sup>2</sup>. Del mismo modo que en La Cira, existe una división en varios bloques a causa de varias fallas de tipo normal, con dirección Este-Oeste, con buzamiento entre 80° y 90° y desplazamiento entre 50 y 150 ft. Ciertas de estas fallas presentan un efecto de desplazamiento sobre la falla de Infantas.

**1.3.4 Geología del petróleo.** A continuación se describen los principales parámetros asociados con el sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en la cual se encuentra ubicado el Campo La Cira-Infantas.

**1.3.4.1 Roca fuente.** El petróleo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena procede principalmente de calizas, lutitas negras y delgadas capas de cherts, las cuales hacen parte de las Formaciones Tablazo, Simití y La Luna; ésta última es la formación principal generadora de la cuenca y por lo tanto del Campo, cuyo porcentaje de materia orgánica oscila entre 1% y 6%. El kerógeno en estas formaciones es de tipo II<sup>14</sup>.

**1.3.4.2 Roca reservorio.** Las Limolitas de la Formación Mugrosa (Zona B), y las areniscas de las Formaciones Colorado (Zona A), Formación Mugrosa (Zona C), y Formación Esmeraldas (Zona D), son las rocas reservorio del Campo. Es importante precisar que la Zona C es el reservorio más relevante de los mencionados anteriormente, cuyas propiedades petrofísicas varían dependiendo la distribución zonal del campo, pero se pudo hacer una aproximación de estas las cuales arrojaron

---

<sup>14</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. p. 71.

como resultado, un valor aproximado de porosidad del 22% al 25%, un valor aproximado de permeabilidad de 250 mD a 500 mD y un espesor aproximado de arena neta petrolífera de 800 a 1200 ft.

**1.3.4.3 Migración.** Se cree que el crudo se generó desde la roca fuente en alguna zona del oriente de la Cuenca y migró a lo largo de toda la Cuenca hacia el flanco occidental del Valle del Magdalena durante inicios del Terciario. (Dickey, 1992). La migración del crudo, hasta que lograra quedar atrapado, ocurrió antes de que se diera el fallamiento de las estructuras.

**1.3.4.4 Roca sello.** Para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, las formaciones que actúan como roca sello corresponden a las Formaciones Tablazo y La Luna. Se tienen niveles lutíticos que actúan como sello intraformacional a lo largo de toda la columna estratigráfica, relacionados a los niveles productores.

En el Campo La Cira Infantas, la roca sello es de tipo intraformacional y corresponde a los niveles lutíticos que supra e infrayace los niveles arenosos productores. La roca sello varía según las zonas del Campo: lodolitas masivas (Zona A), arcillas de varios colores (Zona B), lodolitas con ambiente de depositación en llanuras fluviales (Zona C) y lutitas grises claro y verdosas (Zona D).

**1.3.4.5 Trampa.** La trampa del Campo La Cira Infantas es de tipo estructural. Como se expuso anteriormente, las estructuras de Infantas y La Cira son anticlinales de tipo fallado. Las fallas más características son la Falla La Cira y el sistema completo de fallas de Infantas, todas de tipo sellante.

## 1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

La historia de producción del Campo inicia en el año 1918 con la producción en los pozos Infantas 1 e Infantas 2. Posteriormente, se siguieron perforando pozos de desarrollo en la zona A. Años más tarde, en 1925, se completó en esta misma zona, el pozo LC-58, el cual comprobó la presencia de hidrocarburos; meses más adelante, el pozo LC-116 lleva al descubrimiento de la zona “B” esta área del campo, además de hacer contacto con 116 ft de areniscas de la zona “A”. Otro pozo emblemático es LC-125, ya que fue el primer pozo productor de la zona “B”, además se consideró el descubridor de la zona “C” en esa área de la Cira. Este pozo tuvo una producción inicial de 2350 BOPD y fue completado en Julio de 1926.

**1.4.1 Método de producción.** En un principio, tanto en La Cira como en Infantas, la mayor parte de los pozos produjeron por flujo natural. Luego se pasó a un sistema de levantamiento por gas (Gas Lift) que fue desarmado en 1935 para dar paso al sistema de bombeo mecánico que permanece en la actualidad (656 pozos), al igual que el bombeo por cavidades progresivas (121 pozos) y posteriormente el bombeo electro-sumergible (4 pozos).

**1.4.2 Tiempo de producción.** El Campo ha tenido un tiempo de producción de aproximadamente 98 años, desde que el pozo Infantas 2, en 1918, producía 42

BOPD; hasta Mayo de 2016, que produce más de 40.000 BOPD, gracias a los trabajos de recuperación de campos maduros en Colombia.

Entre los años 1946 y 1949 se realizó el primer programa de inyección de agua en la estructura La Cira, a través de siete pozos inyectoros, con el objetivo de presurizar el yacimiento. En 1957, la Forest Oil Corporation inició la ejecución de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua en un área de 280 acres donde se completaron 24 pozos inyectoros y 18 productores, con una tasa de inyección de 1000 BWPD/pozo.

Durante el período de 1953 a 1957, Ecopetrol perforó 64 pozos adicionales en la estructura de Infantas; y en el período de 1964 a 1966 se desarrolla el área de La Cira Norte, con la perforación de 19 pozos, siendo el pozo LC-1753 el descubridor del área. Esto fue denominado primer desarrollo.

A finales de 1958, comienza el segundo desarrollo en el área 3W conformado por 30 pozos productores y 45 pozos inyectoros, en una extensión a la que se le agregaron 530 acres, formado por patrones que circundaban el área del primer programa de inyección elaborado en 1957. Estudios posteriores realizados por Ecopetrol para cada una de las áreas, sugirieron que el sistema de inyección a la zona “C” fuera expandido, lo cual se presenta en la **Tabla 1**.

**Tabla 1.** Inicio de la inyección por áreas.

AÑO DE INICIO	ÁREA	PATRÓN DE INYECCIÓN
1965	3E	LINEAS ALTERNAS
1969	4-5-6	7 PUNTOS
1969	2	LINEAS ALTERNAS
1970	7	7 PUNTOS
1971-1982	LCN	PERIFÉRICO/5PUNTOS

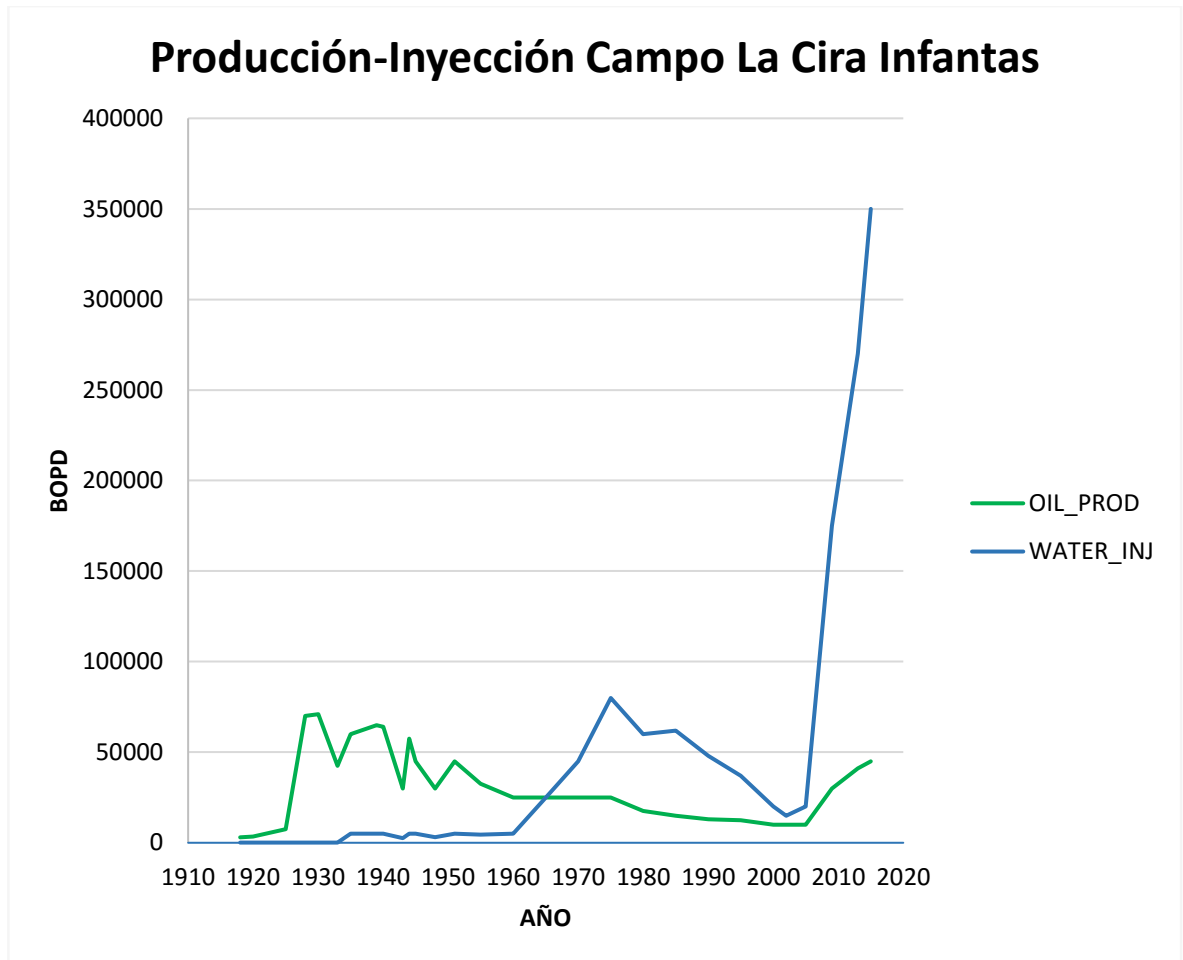
**Fuente:** Informe Técnico LCI, Ecopetrol, 2005.

**1.4.3 Numero de pozos.** A Diciembre de 2015, el Campo tiene un área aproximada de 160 Km<sup>2</sup>, cuenta con 1412 pozos activos, de los cuales 1004 son productores y 408 pozos inyectoros.

Hoy en día, mediante el contrato de asociación de Ecopetrol-OXY se ha aumentado en un 75% la perforación de pozos en todo el campo para el desarrollo secundario de la zona C.

**1.4.4. Producción acumulada.** A continuación se ilustra el comportamiento de la producción e inyección en el tiempo del Campo La Cira Infantas, a manera de gráfica:

**Gráfica 1.** Comportamiento histórico producción-inyección del Campo La Cira-Infantas.



Evidentemente en la gráfica anterior se nota el cambio en el comportamiento a partir del año 2005, año en el que inició el contrato de asociación entre Ecopetrol y OXY con el objetivo de aumentar el factor de recobro del campo, por medio de trabajos de recuperación secundaria como la inyección de agua.

## 2. INYECCIÓN DE AGUA

Los yacimientos de petróleo cuentan con una energía natural que actúa en el proceso de recuperación primaria, la cual se va agotando desde el momento de su descubrimiento. Con esto aparece la necesidad del recobro secundario en los campos aplicando procesos de inyección de agua el cual ayuda a mejorar la producción de petróleo.

En la industria el método convencional más utilizado en recobro secundario es la inyección de agua, aunque después de que el barrido con agua es efectivo, en el yacimiento todavía puede permanecer alrededor de la mitad del petróleo original in-situ. Otros procesos mejorados de recuperación de petróleo también se han utilizado pero su aplicación ha estado limitada debido a los altos costos que implica su extracción.

A nivel mundial, los procesos de inyección de agua han contribuido al aumento del factor de recobro en todos los campos en donde se aplica, su uso se puede justificar debido a los siguientes factores: el agua de inyección presenta alta eficiencia en el proceso de barrido de crudos de gravedad media y livianos además de no tener alto costo operativo comparado con otros métodos; generalmente el agua se encuentra disponible; el proceso operativo es relativamente fácil; la formación es invadida por el agua sin dificultad.

Históricamente la inyección de agua ha estado asociada a diferentes patrones de flujo. El primero fue denominado invasión circular en donde se inyectaba agua en un solo pozo rodeado de pozos productores y a medida que aumentaba la zona invadida, los pozos productores se iban convirtiendo en inyectoras para lograr crear un frente de invasión más amplio. Posteriormente en el año 1921 el patrón de invasión circular fue reemplazado por un arreglo en línea, el cual consistió en alternar filas de pozos productores con pozos inyectoras. Luego, en 1928 surgió un nuevo reemplazo del patrón de flujo por un arreglo de 5 pozos. En consecuencia a partir de 1940 la metodología de inyección de agua se expandió rápidamente y se permitieron mejores tasas de inyección-producción, lo que se le atribuye al día de hoy que gracias a la inyección de agua se mantiene más del 50% de la producción mundial de petróleo<sup>15</sup>.

### 2.1 TIPOS DE INYECCIÓN

La inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas diferentes de acuerdo con la posición de los pozos inyectoras y productores.

**2.1.1 Inyección periférica o externa.** Se conoce también como inyección típica. Aplica cuando el agua es inyectada en los flancos del yacimiento, fuera de la zona

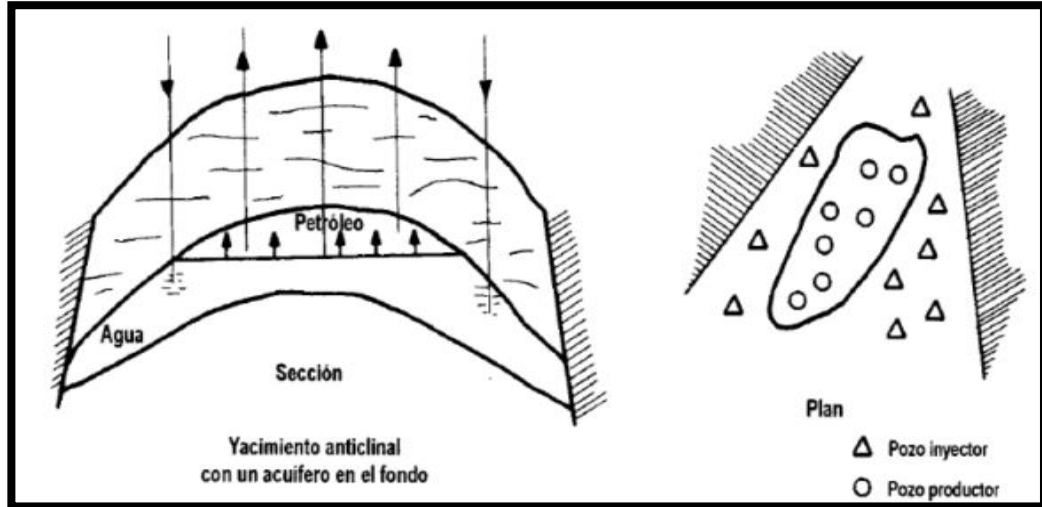
---

<sup>15</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela.2001, p.12.

de petróleo; para este caso el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua-petróleo. Este tipo de inyección de agua tiene las siguientes características:

- La zona de interés de los pozos productores es el acuífero, fuera de la zona de petróleo.
- Se usa cuando el yacimiento no cuenta con una suficiente descripción de sus propiedades y/o la estructura del mismo favorece la inyección de agua.

**Figura 4.** Esquema de inyección periférica o externa.

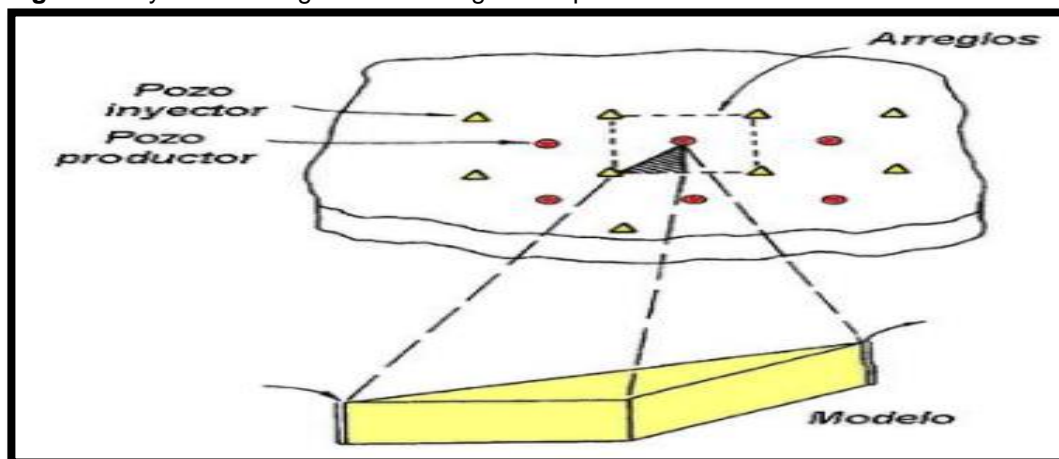


**Fuente.** Paris de Ferrer, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Copyright, 2001.

**2.1.2 Inyección en arreglos o dispersa.** Se conoce también como inyección de agua interna. Aplica cuando el agua se inyecta directamente en la zona de petróleo. Cuando el agua logra invadir esta zona, se crea un desplazamiento de los fluidos hacia los pozos productores. El objetivo de esta metodología es formar un arreglo geométrico con los pozos productores a través de un número considerable de pozos inyectoros. Este tipo de inyección de agua tiene las siguientes características:

- Con el fin de obtener un barrido uniforme, se perforan pozos inyectoros interespaciados y se ubican entre los pozos productores. El propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos, similar a la utilizada en la fase primaria de recobro.
- La selección del arreglo depende de la posición de los pozos existentes, la porosidad, la permeabilidad, la continuidad de las arenas, estructura y límites del yacimiento.
- Normalmente se emplea en yacimientos con una gran extensión areal y un bajo grado de buzamiento.

**Figura 5.** Inyección de agua en un arreglo de 5 pozos.



**Fuente:** Paris de Ferrer, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Copyright, 2001.

## 2.2. PRINCIPIOS BÁSICOS PARA LA INYECCIÓN DE AGUA

La recuperación secundaria del petróleo se conoce como el recobro adicional generado por algunos métodos llamados convencionales, el más común de estos dos métodos es la inyección de agua, el cual puede ser aplicado cuando se conoce que la energía del yacimiento no es suficiente o cuando se requiere aumentar la producción en un momento determinado.

Gracias a la inyección de agua, se logra la producción adicional del petróleo, debido a un empuje del agua inyectada, que tiende a ocupar el volumen del crudo, y por consiguiente el fluido inyectado pasa a ser el fluido desplazante y el petróleo como el fluido desplazado; esto quiere decir, ocurre un movimiento de dos fluidos inmiscibles en un medio poroso, este se puede comparar al ocasionado por un pistón y se puede mostrar de dos formas:

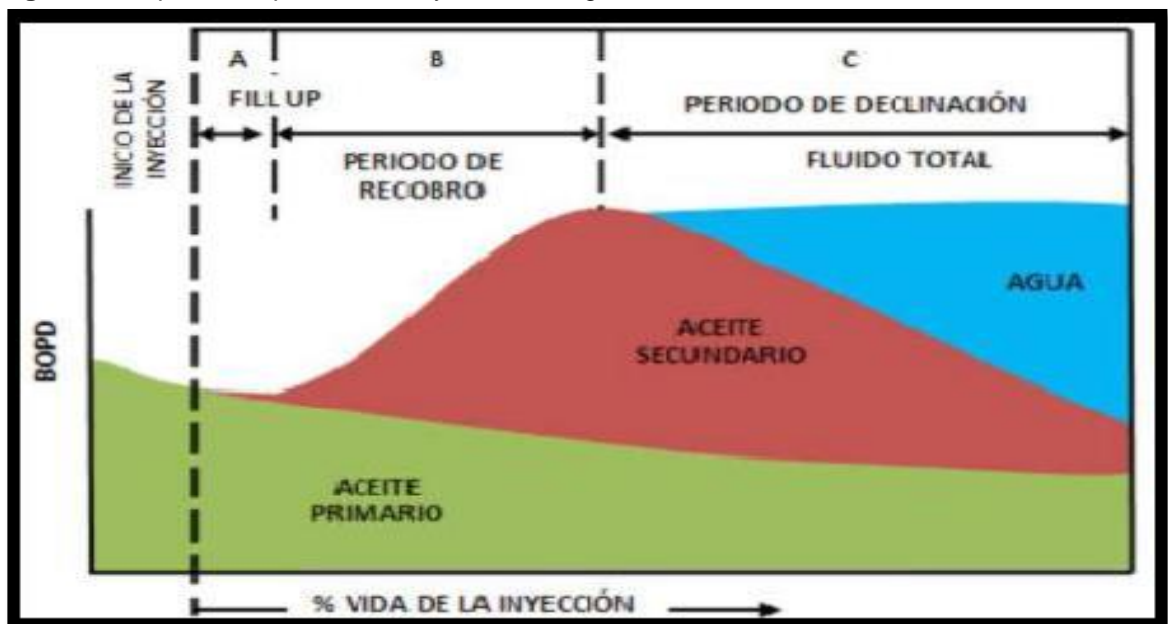
- **Desplazamiento tipo pistón sin fugas:** El agua que es inyectada actúa como un pistón el cual desplaza todo el crudo móvil de la zona invadida, por lo cual, detrás del frente de invasión, la saturación del fluido desplazante es la máxima y la del petróleo es la residual.
- **Desplazamiento tipo pistón con fugas:** El pistón generado por el agua inyectada no es muy eficiente, ya que permite que parte del petróleo que podría ser desplazado, se quede detrás del frente de invasión y por lo tanto, la saturación de aceite luego del desplazamiento, es mayor a la saturación residual.

El desplazamiento de un fluido por otro, es un proceso de flujo no continuo, puesto que las saturaciones de los fluidos varían con el tiempo, lo cual causa cambios en las permeabilidades relativas, presiones y viscosidades de las fases, pero dependiendo de las condiciones de la roca, se pueden presentar diferentes procesos de inyección de agua. El desplazamiento ocasionado por la inyección de

agua en un yacimiento homogéneo, se pueden observar en las etapas que se muestran en la **Figura 6**.

Inicialmente la presión del yacimiento es restaurada con una compresión del gas por el empuje del agua inyectada, re-disolviendo parte del gas libre en el petróleo. La respuesta en la producción de aceite ocurre después del llenado o fill-up, en el cual el agua inyectada ocupa el espacio anteriormente ocupado por el gas desplazando el petróleo a los pozos productores. El tiempo de respuesta del aceite, la irrupción del agua y la magnitud de los picos máximos de tasas de producción, dependen de las características del yacimiento y de las tasas de inyección. Después de que se alcanzan los topes de producción, la tasa de producción de aceite empieza a decrecer, a la vez que inicia el incremento en la producción de agua.

**Figura 6.** Etapas en el proceso de inyección de agua.



**Fuente:** THAKUR Ganesh y SATTER Abdus. Integrated Waterflood Asset Management, 1998 En Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

La etapa A va desde el principio de la inyección hasta el llenado o como se conoce comúnmente el "Fill-up". Este es el momento en el que el agua inyectada desplaza el volumen de gas libre, por lo tanto, la saturación de gas libre se hace cero.

La etapa B comprende desde el llenado hasta la invasión del frente de agua inyectada a los pozos productores. En esta etapa la producción es la combinación de la producción primaria con la producción debido a la recuperación secundaria.

La etapa C comienza desde la invasión del frente del agua a los pozos productores y termina cuando la producción deja de ser beneficiosa y rentable. Esta etapa se ve reflejado en algunas características como:



- Un aumento en la en la relación de movilidad del agua.
- Aumento en la relación agua-petróleo.
- Disminución en la tasa de producción de petróleo.

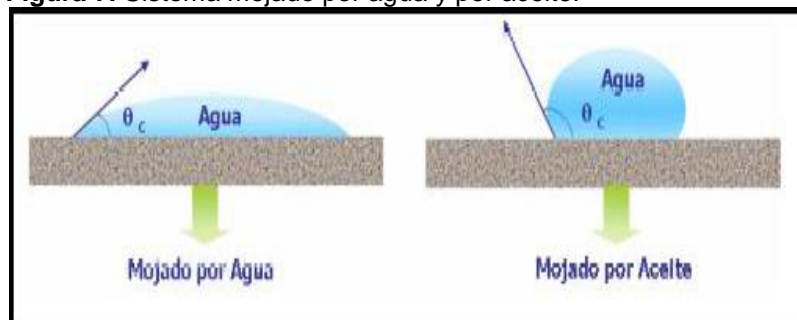
**2.2.1 Propiedades importantes en la inyección de agua.** Para entender de mejor manera el comportamiento en una inyección de agua se deben conocer las propiedades dentro del sistema que lo componen, como son las propiedades de la roca y las propiedades de los fluidos del yacimiento, las propiedades del flujo de dos o más fases, la distribución de las saturaciones de los fluidos en el yacimiento y la calidad del fluido inyectado.

La recuperación del petróleo es restringida por propiedades tales como: la Mojabilidad de la roca, la presión capilar, las permeabilidades relativas y el proceso de desplazamiento es directamente perjudicado por la relación de movilidades y el número capilar. Pero ciertamente, la realidad es mucho más compleja, ya que se debe contar con las interacciones roca-fluido y otras características difíciles de medir.

**2.2.1.1 Mojabilidad.** En un sistema agua-aceite la roca puede estar mojada por aceite o agua, dependiendo de la afinidad que tienen los fluidos a adherirse a una superficie sólida, por esto, se afecta la distribución de los fluidos en el yacimiento. Cuando un fluido es poco móvil es porque está atrapado entre los espacios porosos más pequeños y moja preferencialmente la superficie de la roca, esta fase es la mojante y la fase no mojante ocupa los espacios menos reducidos por esto tienen una mejor movilidad.

La Mojabilidad puede ser determinada por pruebas que miden el ángulo de contacto del líquido sobre el sólido, la **Figura 7** muestra gráficamente cuales son las condiciones de un sistema mojado por agua y cuando por aceite; si el ángulo de contacto entre el agua y la roca es menor de  $90^\circ$ , el sistema es mojado por agua, y cuando este ángulo es mayor de  $90^\circ$ , el sistema es mojado por aceite<sup>16</sup>.

**Figura 7.** Sistema mojado por agua y por aceite.



**Fuente:** Secondary and Tertiary Oil Recovery Processes. Interstate Oil Compact Commission. Oklahoma. 1978.

<sup>16</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela.2001, p.37-38.

**2.2.1.2 Numero capilar.** El número capilar se puede definir como una relación de las fuerzas viscosas con respecto a las fuerzas capilares que afectan el flujo de fluidos en un medio poroso y puede ser muy útil cuando se trabaja en zonas de almacenamiento dentro del rango de las saturaciones residuales. La formulación del número capilar es:

**Ecuación 1.** Número capilar.

$$N_c = \frac{v\mu}{\sigma} = \frac{\text{fuerzas viscosas}}{\text{fuerzas capilares}}$$

**Fuente:** SPINLER, E.; BALDWIN, B. En Surfactant: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry; en SCHRAMM, L: L.; American Chemical Society; Washington, DC, 1999.

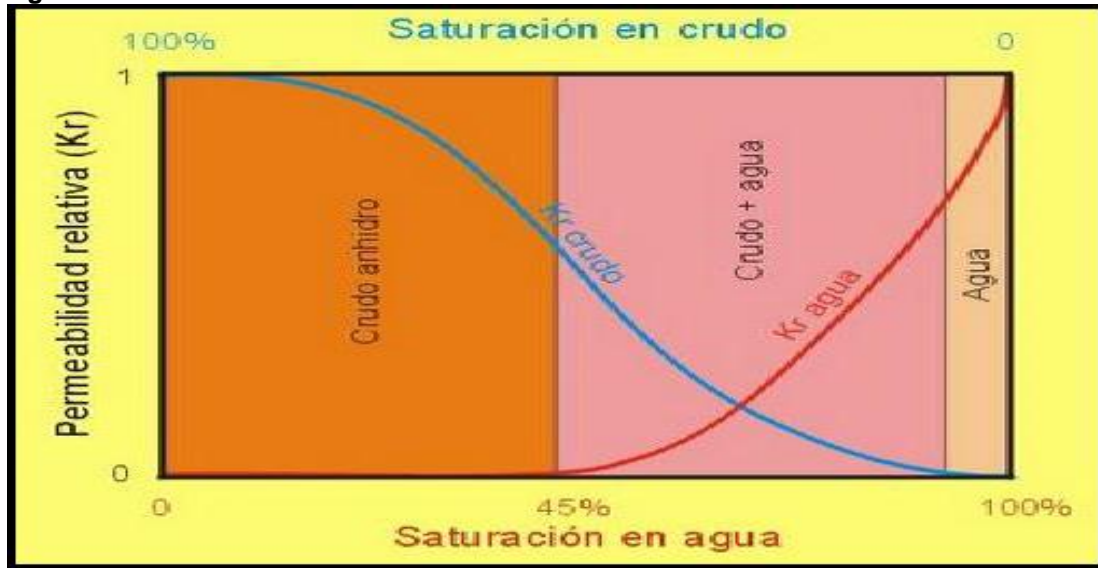
Cuando aumenta el número capilar, disminuye la saturación de petróleo residual; ya que son propiedades inversamente proporcionales. Esto se ve como un indicador del desplazamiento de fluidos en el yacimiento y puede ser la base para comenzar la aplicación de un procedimiento de recobro mejorado.

**2.2.1.3 Permeabilidades relativas.** Se define como una relación de la permeabilidad absoluta de la roca con respecto a la permeabilidad efectiva del fluido a una saturación. La permeabilidad absoluta es la tendencia de una roca a posibilitar el flujo de un fluido del cual está 100% saturado<sup>17</sup>. La permeabilidad efectiva es la medida de la conductancia de un fluido a través de un medio poroso cuando este se encuentra saturado con más de una fase. En la **Figura 8**, se muestra un diagrama característico de permeabilidades relativas para un sistema mojado por agua.

---

<sup>17</sup> FORREST, Craig Jr. Aspectos de la ingeniería de la inyección de agua. New York. 1982, p.10.

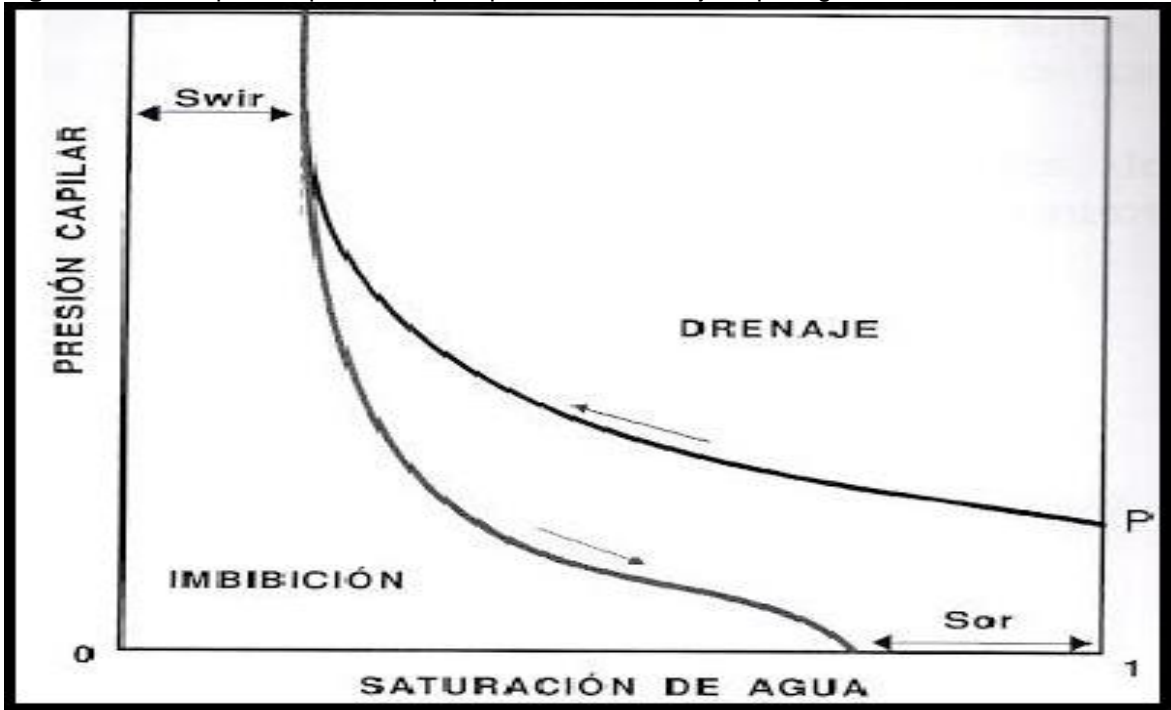
**Figura 8.** Permeabilidades relativas.



**Fuente:** THAKUR Ganesh y SATTER Abdus. Integrated Waterflood Asset Management. 1998.

**2.2.1.4 Presión capilar.** Es definido como la diferencia de presión a través de la interface que separa dos fluidos inmiscibles, esto quiere decir que es la diferencia entre la presión de la fase mojanante y la fase no mojanante. Esto afecta la distribución de fluidos en el yacimiento y la saturación de aceite residual, además, dependiendo de la mojabilidad de la roca la presión capilar varia y se refleja en desplazamientos por imbibición y por drenaje. En la **Figura 9**, se puede ver reflejado la presión capilar para un sistema mojado por agua.

**Figura 9.** Curva típica de presión capilar para una roca mojada por agua.



**Fuente:** THAKUR Ganesh y SATTER Abdus. Integrated Waterflood Asset Management. 1998.

**2.2.1.5 Relación de movilidades.** Es definida como la razón entre la movilidad de la fase desplazante (agua) y la fase desplazada (crudo). La movilidad ( $\lambda$ ), es la capacidad para que un fluido se mueva con facilidad en un yacimiento. Se calcula como una relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la viscosidad del mismo. Matemáticamente se puede ver en una ecuación presentada a continuación para el crudo, pero se puede reflejar de forma similar tanto para el agua como para el gas.

**Ecuación 2.** Movilidad.

$$\lambda = \frac{K_o}{\mu_o} = \frac{\text{Permeabilidad efectiva petróleo}}{\text{Viscosidad petróleo}}$$

**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela.2001, p.68.

La relación de las movilidades (M), se pueden relacionar con la viscosidad del fluido desplazado y el fluido desplazante, y se puede ver en la siguiente ecuación:

**Ecuación 3.** Relación de movilidades.

$$M_{w.o} = \frac{M_w}{M_o} = \frac{K_w \mu_o}{K_o \mu_w}$$

**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela.2001, p.130.

La relación de movilidades, se designa como beneficioso o no beneficioso. Cuando  $M=1$  las movilidades del agua y del petróleo son iguales, por lo que los fluidos encuentran la misma restricción al moverse dentro del yacimiento. Cuando  $M < 1$ , el petróleo tiene menor restricción que el agua y por lo tanto es mejor para el agua desplazar el petróleo. Y Cuando  $M > 1$ , el petróleo tiene mayor restricción que el agua, en consecuencia se mueve más fácil que el petróleo lo cual hace que no sea muy efectiva para desplazar el crudo<sup>18</sup>. En general, la eficiencia de barrido y la recuperación de petróleo, tienden a disminuir a medida que la relación de movilidades aumenta.

**2.2.2 Factores que afectan la inyección de agua.** Algunas características propias del yacimiento determinan que tan efectivo puede ser un proceso de inyección de agua, entre las cuales se encuentran las siguientes:

**2.2.2.1 Geometría del yacimiento.** La estratigrafía y la estructura de un yacimiento, determinan la localización de los pozos y los métodos por los cuales el yacimiento puede ser recuperado por la inyección de agua como lo es la correcta selección del patrón de inyección, que varía a partir de las características del yacimiento<sup>19</sup>. Es importante analizar toda la evolución del yacimiento, para definir la existencia de barreras estructurales (fallas o lutitas) o la fuerza de un empuje natural de agua.

**2.2.2.2 Litología y propiedades de la roca.** La porosidad, la permeabilidad, el espesor neto y el contenido de arcilla, son características litológicas y propiedades de la roca que contribuye en la eficiencia que pueda tener la inyección de agua. Cada yacimiento es un sistema diferente y complejo, como por ejemplo un yacimiento con baja porosidad no es viable para una inyección de agua a menos que esa porosidad haya sido creada por fracturas. La composición mineral de la roca (arena) también puede verse afectada en el proceso de inyección, debido a las reacciones creadas entre los minerales y el agua inyectada.

**2.2.2.3 Profundidad del yacimiento.** Si el yacimiento es muy extenso, económicamente no se pueden realizar perforaciones para disminuir el espacio entre pozos y por esto, no se pueden esperar altos recobros, en el caso de grandes profundidades, la saturación de aceite residual es baja debido a la compresibilidad de la roca y a la expansión de fluidos, que permitió su amplia explotación primaria, y en los yacimientos someros, la máxima presión de inyección está limitada por la

<sup>18</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela.2001, p.131.

<sup>19</sup> Ibid, p. 19.

poca profundidad de la zona de interés y la posibilidad de filtraciones de agua que conlleven a fracturas en la formación.

**2.2.2.4 Continuidad de las propiedades de la roca.** Es de suma importancia tener estas propiedades en cuenta, ya que el flujo de fluidos en el yacimiento se presenta en dirección de los planos de estratificación de la roca; por ejemplo, si en la formación hay un estrato con una permeabilidad muy alta, puede que se presente una canalización lo que conlleva que los estratos adyacentes no sean barridos por el agua y se presente una relación muy alta entre la producción de agua-crudo. Si en el yacimiento se encuentran barreras estructurales, el proceso de inyección de agua no será continuo por lo que no será efectivo. Una distribución correcta de los pozos debe tener en cuenta la anisotropía del yacimiento como también las barreras estructurales.

**2.2.2.5 Distribución de las saturaciones de los fluidos.** En la determinación de la viabilidad de la inyección de agua para un yacimiento, una alta saturación de aceite remanente, significa una cantidad económicamente viable de aceite recuperable, que es el primer criterio que se tiene en cuenta para que las operaciones de inyección tengan éxito<sup>20</sup>. Mientras menor sea el valor de la saturación de petróleo residual, mayor será el recobro final. También se debe conocer la saturación inicial de agua connata, principalmente para determinar la saturación de petróleo inicial; bajas saturaciones de agua significan grandes cantidades de petróleo que quedan en el yacimiento después de las operaciones primarias.

**2.2.2.6 Propiedades de los fluidos del yacimiento.** Las propiedades fisicoquímicas de los fluidos de yacimiento tienen un gran efecto sobre la implementación de un proceso de inyección de agua en un campo, la viscosidad del petróleo y las permeabilidades relativas de la roca son los más importantes. La viscosidad del crudo es considerada la propiedad que con mayor grado afecta al éxito de un proceso de inyección de agua, por el efecto que tiene con la relación de movilidad y la eficiencia del barrido<sup>21</sup>.

## **2.3 POTENCIAL DE INYECCIÓN DE AGUA**

El potencial de inyección se define como la capacidad que tiene un yacimiento para permitir que un fluido con menor viscosidad como el agua desplace el crudo a través de un medio poroso sin provocar fractura como método de recuperación secundaria, con el fin de aumentar la productividad en los pozos productores.

En el Campo La Cira Infantas el índice de inyectividad en las diferentes arenas se conoce por análisis petrofísicos y se cuantifica por pruebas de inyección mediante sartas selectivas, la idea principal consiste en inyectar agua a presiones menores

---

<sup>20</sup> Ibid, p. 25.

<sup>21</sup> Ibid, p. 25-26.

que la presión de fractura con el fin de mejorar el barrido en toda la formación (**Figura 10**), pero dicha inyectividad puede ser variable dependiendo de la arena en la que se esté inyectando, esto dependerá de las características petrofísicas de la misma.

**Figura 10.** Optimización del barrido poroso con inyección de agua.



**Fuente:** Laboratorio FIRP "Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos de la Universidad de los Andes" Venezuela. 2007.

La Operadora Occidental de Colombia LLC para efectos del análisis del potencial de inyección en los pozos inyectoros del Campo La Cira Infantas, emplea la ecuación para el índice de inyectividad ( $I_w$ ), presentada a continuación:

**Ecuación 4.** Índice de inyectividad ( $Q_{cobb}$ ).

$$I_w = \frac{0.00354(K_o)h\Delta P}{\mu_o \left[ \ln \frac{d}{r_w} - 0.619 + 0.5(si + sp) \right]}$$

**Fuente:** JACOB, C.E. Flow of Ground Water. In Engineering Hydraulics, H. Rouse, ed., John Wiley and Sons, New York. 1950.

Donde:

$I_w$ : Índice de inyectividad [bbls/día].

$r_w$ : Radio del pozo [ft].

$h$ : Espesor de la arena [ft].

$\mu_o$ : Viscosidad del aceite [cP].

$Sp$ : Daño de formación del pozo productor.

$Si$ : Daño de formación del pozo inyector.

$d$ : Distancia entre los pozos de inyección y productor [ft].

$\Delta p$ : Diferencia de presión en fondo de pozo entre la inyección y producción después del llenado [Psi].

Una vez conocida la ecuación de índice de inyección ( $Q_{cobb}$ ) y tomando como base la información suministrada del estado mecánico y el completamiento del pozo (Diseño de la sarta selectiva, la profundidad de las zonas perforadas, la ubicación de los empaques), y los datos suministrados por el estudio en el análisis petrofísico (Permeabilidad, porosidad, saturación, presiones, viscosidades, gradiente de fractura, daño de formación, volumen poroso), y la interpretación de la Columna Estratigráfica por el geólogo, se procede a realizar los respectivos cálculos para determinar el potencial de inyección para el pozo.

Calculado el potencial de inyectividad ( $Q_{cobb}$ ) para el pozo, la unidad de yacimientos analiza los resultados e Ingeniería determina el caudal de inyección más adecuado para cada zona perforada, éste con base a la capacidad de barrido que tenga la arena y su conectividad directa con el pozo productor, a su vez recomiendan el caudal de inyección óptimo para cada una de las válvulas reguladoras de flujo (VRF) de la sarta selectiva, que en consecuencia será el caudal que se inyectara por cada mandril.

De esta manera el potencial de inyectividad permite conocer el volumen de agua que se maneja en cada pozo.

## **2.4 PATRÓN DE INYECCIÓN DE LA CIRA INFANTAS**

El Campo la Cira Infantás se encuentra delimitado por fallas y dividido en 6 zonas (Cira Norte, Cira Este, Cira Sur, Infantás Norte, Infantás Central, Infantás Sur) en las cuales el patrón inicial estaba tomado por 5 puntos normales, 6 puntos normales y secuencia productor-inyector e inyector-productor.

De acuerdo al plan de desarrollo del Campo, en donde se analizan las curvas de permeabilidad, el potencial de inyección, el volumen poroso, la saturación, los espesores de la arena, la conectividad entre canales, la continuidad, las fallas adyacentes a cada pozo y su transmisibilidad, se propuso un patrón invertido porque se encontró la existencia de áreas con un nivel más alto de producción.

El trabajo que se realiza en el Campo La Cira Infantás se hace en forma conjunta con las comunidades por tanto es difícil garantizar un polígono perfecto, además de esto el Campo La Cira Infantás ya había sido desarrollado y en el cual Occidental de Colombia llega a implementar un nuevo proceso de recobro a través de recuperación secundaria. Al realizar un estudio se evidencia que en algunas zonas del Campo lo que se encuentran son pozos viejos que se reabrieron como inyectoras, y en los cuales se establecieron los nuevos patrones de inyección.

En la actualidad en el Campo La Cira Infantás se encuentran patrones que van de dos a siete pozos productores por cada inyector, esto varía dependiendo en qué etapa de desarrollo se encuentre la zona, por ejemplo, quienes poseen la mayor



cantidad de agua de todo el campo son Cira Sur e Infantas Norte, debido a que se presenta un patrón completo sin posibilidad de expansión a causa de una campaña de perforación muy activa en la zona.

## **2.5 COMPLETAMIENTO POZOS INYECTORES LA CIRA INFANTAS**

Para el completamiento de los pozos inyectoros del Campo La Cira Infantas se deben seguir las siguientes recomendaciones sugeridas por Occidental de Colombia:

- Verificar la aplicación correcta de torques de acuerdo con cada tipo de conexión que se va a correr en el Ensamblaje de fondo (BHA) de calibración y cañoneo del pozo. Adicionalmente asegurar la calibración y medición de todas las herramientas y elementos de la sarta de completamiento que se van a bajar al pozo.
- Todo cambio o sugerencia al programa operacional durante la operación, debe ser revisado y aprobado por el Ingeniero de Operaciones LCI. De igual forma durante toda la operación es importante que exista una comunicación constante y efectiva con los departamentos de Yacimientos, Ingeniería y el equipo de Operaciones con el fin de tomar las decisiones correctas y a tiempo, garantizando la seguridad de la operación.

Una vez acatadas las recomendaciones, se puede desarrollar el programa operacional para el completamiento de un pozo inyector, el cual se detalla paso a paso a continuación:

- Se moviliza y se instala el equipo en la locación (Se debe tener presente todos los elementos de protección personal y Protocolo de movilización).
- Realizar charla pre-operacional para revisión del programa con todo el personal involucrado en la operación, se verifica análisis de riesgos y se toman las medidas necesarias para realizar un trabajo seguro.
- Se realiza levantamiento (Rig Up) del taladro.
- Se instala el conjunto de válvulas preventoras (BOP's) del equipo y se prueba el revestimiento con 1000 psi. Posteriormente se arma ensamble de fondo de calibración con Broca, se debe realizar viaje de calibración a fondo y cambiar fluido por salmuera 8.4 ppg.
- Se realiza el cañoneo de la zona establecida, posteriormente se verifica el nivel y fondo con el último cañón. Se debe Cañonear llevando el orden descrito por ingeniería con el fin de inyectar agua en las zonas establecidas.
- Retirar unidad de cable eléctrico.
- Realizar corrida de calibración a fondo con Broca, una vez realizado este procedimiento se debe armar y bajar ensamble de fondo con empaques, bajar probando tubería con máximo a 3000 psi. Verificar que el empaque no quede sentado en las conexiones del revestimiento.
- Armar unidad de pruebas de inyektividad. Comenzar pruebas: Si se alcanza el caudal  $\geq 75\%$  del Potencial del intervalo, mantener presión y caudal durante 20

min y finalizar protocolo de este intervalo. (Tener presente que este valor se debe alcanzar con Presiones por debajo de las 1500 psi); Si el caudal es  $< 75\%$  del Potencial del intervalo continuar con el procedimiento.

- Armar árbol de suaveo y sistema de copas para tubería de producción. Realizar operación de suaveo hasta recuperar el volumen recomendado por Ingeniería. De igual forma verificar nivel de fluido y tipo de fluido encontrado en el pozo. Desarmar árbol de suaveo.
- Armar unidad de pruebas de inyectividad. Realizar llenado del intervalo (hasta retornar el volumen retirado durante la operación de suaveo), tener en cuenta respuesta o incremento en presión y reportarla con el Ingeniero a cargo. Si se alcanza el caudal  $\geq 75\%$  del Potencial del intervalo, mantener presión y caudal durante 20 min y finalizar protocolo de este intervalo. (Tener presente que este valor se debe alcanzar con Presiones por debajo de 1500 psi); Si el caudal es  $< 75\%$  del Potencial del intervalo continuar con el procedimiento.
- Realizar prueba de flujo escalonado (Step Rate Test) de acuerdo a los caudales recomendados por el protocolo. Buscar estabilización de 20 min por cada escalón y buscar punto de fractura en la formación. Tomar tres escalones por encima.
- Realizar Step Down Test de acuerdo a los caudales recomendados por el protocolo. Buscar estabilización de 5 min por cada escalón y posteriormente realizar cierre de Pozo durante 30 min.
- Realizar prueba de inyectividad a caudales recomendados en el protocolo. Los últimos escalones de esta prueba serán regulados por presión con la finalidad de encontrar la tasa a la cual se alcanzan estas presiones.
- Retirar tubería de producción en paradas y proceder a desarmar el ensamblaje de fondo de pruebas, reportando lo encontrado.
- Armar y bajar ensamblaje de fondo de inyección de según diseño.
- Armar unidad de cable eléctrico. Correr registro GR-CCL, correlacionar para asegurar correcto posicionamiento de los empaques al momento de sentarlos. Desarmar unidad de cable eléctrico.
- Bombear al anular una píldora anticorrosiva. Después sentar el empaque a la profundidad establecida. Sentar Tubing Hanger. Probar sello del empaque superior con 500 psi por 10 min.
- Probar sello del empaque inferior con 500 psi por 10 min.
- Retirar mesa de trabajo y válvulas preventoras (BOP's). Instalar cabeza de inyección, probarlo con 2500 psi y dejar el pozo listo para inyección. Liberar equipo. Coordinar con Ecopetrol la entrega del pozo a inyección.

## **2.6 INYECCIÓN SELECTIVA PARA POZOS INYECTORES EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

En algunos pozos donde se trabaja el método de recuperación secundaria como inyección de agua, se encuentra que hay una inyección preferencial en los

diferentes intervalos. Esto se debe a las características petrofísicas que son heterogéneas en la formación. Es importante tener en cuenta que la composición de la sarta de inyección solo cuenta con un empaque.

Se ha evidenciado que la inyección selectiva permite un barrido de crudo completamente uniforme, permitiendo incrementar el recobro de reservas en los pozos productores del modelo. La instalación de inyección selectiva permitirá aprovechar la longitud total de intervalos perforados<sup>22</sup>.

Es importante tener claro el estado mecánico del pozo para poder decidir si es recomendable implementar una sarta selectiva como también su correlación con los pozos productores para poder saber si se puede mejorar el soporte de presión. Además implementando una sarta de inyección selectiva se podría ahorrar el costo de una perforación de un nuevo pozo inyector.

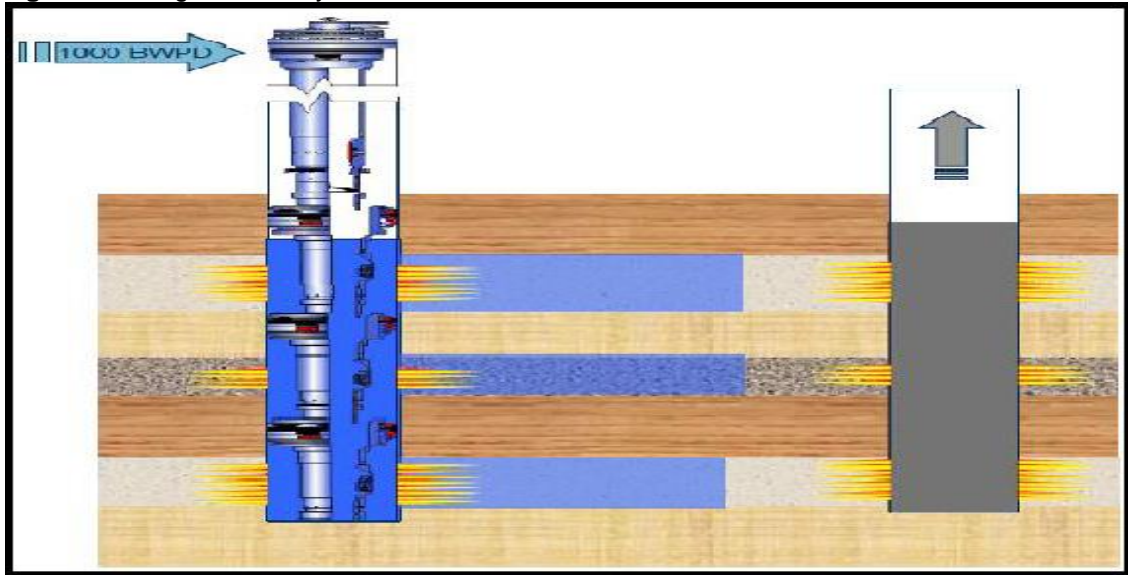
La eficiencia en el diseño del sistema de inyección requiere de la búsqueda e implementación de nuevas tecnologías y herramientas que ayuden a mejorar el barrido de crudo hacia los pozos productores, mejorando así la producción de estos.

Es necesario implementar un sistema de inyección selectiva cuando se tienen zonas donde la estratificación y diferencia de permeabilidades crea canales preferenciales de flujo y no permite que haya un barrido horizontal uniforme, esto tiene como objetivo aislar cada zona cañoneada y entregarle a cada una el caudal de inyección óptimo (**Figura 11**). Esperando que las zonas más aisladas puedan conectarse y puedan ser arrastradas por el agua de inyección.

---

<sup>22</sup> MORENO CRUZ, Andrés Mauricio “Metodología para la evaluación técnica en proyectos de inyección de agua con sargas selectivas, aplicada a la fase piloto en campo tabú (Ecopetrol)” Bucaramanga 2011.

**Figura 11.** Diagrama de inyección selectiva.



**Fuente:** MORENO CRUZ, Andrés Mauricio. "Metodología para la evaluación técnica en proyectos de inyección de agua con sartas selectivas, aplicada a la fase piloto en campo tabú (Ecopetrol). Bucaramanga 2011.

El sistema está diseñado para proveer caudales exactos de inyección con una leve caída de presión. Este sistema permite que los fluidos sean inyectados en múltiples zonas a través de una sola herramienta. El fluido se inyecta por medio de cada regulador de inyección hacia el casing y posteriormente a la formación mediante los cañoneos, el conjunto de empaques no permite que haya conexión entre las diferentes zonas de inyección.

El resultado efectivo de estas operaciones viene ligado a la capacidad de las herramientas utilizadas, tanto en los empaques como en las válvulas reguladoras de flujo, por lo anterior se debe escoger la empresa contratista con la más alta calidad de las herramientas para la operación y una considerable experiencia laboral.

Para cada operación en el pozo es necesaria la presencia del experto encargado de la herramienta, que deberá ser enviado por la empresa contratista con el fin de garantizar que la operación se lleve de forma correcta.

**2.6.1 Herramientas utilizadas en la inyección selectiva.** Es muy importante en la inyección selectiva tener las herramientas adecuadas que puedan asegurar una mayor eficiencia en cada proceso. Por esto mismo depende en gran medida el escoger bien las herramientas en tener éxito en estas operaciones de inyección selectiva, para esto existen varias clases de herramientas creados por empresas que quieren ajustarse a la necesidad del cliente. En el proceso de instalación de estos completamientos se requieren elementos como:

**2.6.1.1 Empaques.** En estas operaciones los empaques utilizados pueden ser mecánicos o hidráulicos. Los más utilizados para estas operaciones son los hidráulicos.

- **Empaque recuperable hidráulico “PCS-5”.** “Es un empaque de fijación hidráulica, que puede ser utilizado para pozos productores como para pozos inyectoros. La peculiaridad de este empaque es que puede ser librado con maniobras de giro mínima. Puede ser utilizado en aquellos pozos que tienen un grado alto de desviación e ideales para pozos con instalaciones selectivas donde el número de empaques es alto.

Es una herramienta de operación sencilla tanto instalándolo como recuperándolo. Después de ser fijado puede quedar con tensión, neutro o con peso, por su tipo de mordaza y su sistema de traba. No se ve afectado en su posición y empaquetamiento debido a cambios de presión y/o temperatura<sup>23</sup>. Sus principales características son:

- Tres empaques con durezas acorde a las condiciones específicas del pozo
- La fijación y empaquetamiento se logra generando presión en el interior del tubing mediante algún dispositivo que permita mantener cierta presión durante este proceso.
- Sistema de bloqueo de accionamiento accidental
- En pozos productores donde es necesario recuperar la tubería sin mover el empaque puede adicionarse a la instalación un conector on-off Modelo “NF-L” (Desconexión Izquierda).
- Fácil sistema de librado por rotación con giro mínimo, al igual que bajo costo de mantenimiento y reparación.
- Sistema de bloqueo post-librado, el cual permite correr la herramienta totalmente ecualizada hacia arriba o hacia abajo indistintamente, después de haber sido desempacada.

---

<sup>23</sup> TEXPROIL S.R.L. Consultado online <<http://www.texproil.com.ar/herramientas-hidraulicas/packer-hidraulico-pcs5>>

**Figura 12.** Empaque recuperable Hidráulico "PCS-5".



**Fuente:** TEXPROIL S.R.L. Consultado [en línea] <<http://www.texproil.com.ar/herramientas-hidraulicas/packer-hidraulico-pcs5>>

- **Empaque hidráulico tándem "C-5".** "Es un empaque de fijación hidráulica, diseñado para instalaciones selectivas que pueden ser utilizados para pozos productores como para pozos inyectores. La particularidad de este TANDEM es el librado con maniobras de giro mínima. Puede ser utilizado en aquellos pozos donde las maniobras de rotación sean un inconveniente e ideales para pozos con instalaciones selectivas donde el número de empaquetadores es alto. Es una herramienta de operación sencilla tanto instalándolo como recuperándolo. Después de ser fijado puede quedar con tensión, neutro o con peso, por su tipo de mordaza y su sistema de traba. No se ve afectado en su empaquetamiento debido a cambios de presión y/o temperatura"<sup>24</sup>. Sus principales características son:
  - Tres elementos empaquetadores con durezas acorde a las condiciones establecidas en el pozo.
  - La fijación y empaquetamiento se logra generando presión en el interior del tubing mediante algún dispositivo que permita mantener cierta presión durante este proceso.
  - Sistema de bloqueo de accionamiento accidental.
  - El "C-5", puede ser bajado en tándem con otros "C-5" en pozos con inyección y/o producción selectiva.
  - Fácil sistema de librado por rotación con giro mínimo.
  - Sistema de bloqueo post-librado, el cual permite correr la herramienta totalmente ecualizada sin ningún problema hacia arriba o hacia abajo después de haber sido desempaquetada.

---

<sup>24</sup> TEXPROIL S.R.L. Consultado [en línea] <<http://www.texproil.com.ar/herramientas-hidraulicas/tandem-c5>>

- Económico dentro de los tándem de su categoría.

**Figura 13.** Empaque recuperable Hidráulico TANDEM “C-5”.



**Fuente:** TEXPROIL S.R.L. Consultado [en línea] < <http://www.texproil.com.ar/herramientas-hidraulicas/tandem-c5>>

**2.6.1.2 Mandriles.** Estas herramientas sirven como receptáculo para las válvulas reguladoras de flujo a una profundidad necesaria, existen tres tipos de mandriles: concéntrico, de bolsillo y convencional. Para la inyección de agua es recomendable utilizar mandriles de bolsillo debido a su facilidad para sentar y retirar las válvulas con una herramienta Kick-over.

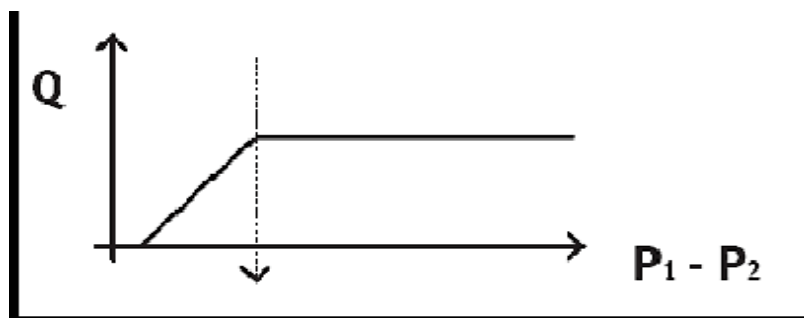
Todos los mandriles con bolsillos laterales están compuestos de tubos ovalados sin costura de acero (AISI 4130), a menos que se especifique de otra manera. Cada mandril después de ser utilizado con una válvula ciega es hidráulicamente probado en su interior para que cumpla con las condiciones de la API 11V1.

A los mandriles hechos se les hace una inspección periódica de la presión externa de acuerdo a las especificaciones de la API 11V1. Se pueden proveer mandriles con tratamiento térmico para pozos con alto H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.

**2.6.1.3 Válvulas reguladoras de flujo (VRF).** El principio de funcionamiento se basa en el uso de 2 orificios en el regulador, uno de ellos del mismo tamaño y otro de ellos cuyo tamaño varía con la posición de un tubo de flujo que actúa sobre un resorte.

En este caso, el caudal de agua en el orificio del mismo tamaño causa una caída de presión y una fuerza para mover el orificio aguas abajo. El resorte de la válvula trata de contrarrestar este movimiento pero es vencido por esta fuerza, generando una reducción del tamaño del orificio regulable y en el cual se traduce la disminución del caudal de salida. Por esto, el caudal que pasa por el regulador se mantiene constante según las dimensiones del orificio fijo y la tensión del resorte, dejando a un lado las variaciones de presión en P1 y P2, como se ve en la siguiente Figura 15, que el regulador empieza a funcionar cuando se alcanza una presión diferencial ( $\Delta P$ ). Estas diferencias mínimas se ven afectadas con el diámetro exterior del regulador y la tensión del resorte.

**Figura 14.** Diferencial mínimo para funcionar.



**Fuente:** HOUSTEX. Consultado [en línea] <<http://www.binning-oil-tools.com.ar>>.

**2.6.1.4 Conector on/off tool.** Es una herramienta de fácil operación y gran aplicación en los pozos con algún requerimiento especial. Permite acoplar y desacoplar tubería de producción manteniendo un buen sello en el interior y en el exterior de esta tubería. El mecanismo de acople es de entrada automática. El Conector On-Off es una herramienta de pasaje interior pleno, perfectamente compatible con los empaques Modelos "TX-1, PCS-1, PCS-5 y HR" y con el Ancla de Tubing Modelo "CT-1".

Es de diseño robusto y compacto. Es capaz de trabajar con tensión o peso y su resistencia total supera los valores de resistencia del Tubing "N-80". Se provee con perfil interior para alojar tapones de tipo F, N, S, R u otros a requerimiento del cliente. El conjunto de empaquetaduras V-Packing es capaz de soportar presiones del orden de los 10.000 Psi.

**Figura 15.** Conector On/Off Tool.



**Fuente:** TEXPROIL S.R.L. Consultado [en línea] <<http://www.texproil.com.ar/herramientas-mecanicas/conector-nf>>.

**2.6.1.5 Empaques de servicio RBP.** Empaques utilizados para intervenciones en cualquier pozo y tiene las siguientes características:

- Maneja altas diferenciales de presión.
- Bypass interno largo para mejorar igualación de presiones.
- Doble agarre.
- Asentamiento y desasentamiento por rotación.
- Recuperación de emergencia.
- Variedad de material según las condiciones del pozo y del tipo de trabajo.



**2.6.1.6 Empaque de servicio AISI-X.** Empaques utilizados para intervenciones en cualquier pozo y tiene las siguientes características:

- Empaque mecánico de doble agarre.
- Energización de gomas por peso.
- Bypass interno que permite igualizar presiones durante la bajada y la recuperada.
- Desasentamiento por rotación.
- Recuperación por emergencia (Pines de cizallamiento ubicados en bottom sub).
- Se puede dejar en peso, neutro o en tensión.
- Se puede correr en tándem con el RBP.

### 3. PRINCIPALES MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN EN POZOS INYECTORES DE AGUA

A continuación se describirán los métodos de estimulación actuales liderados por la compañía operadora en el Campo La Cira Infantas, así como también los fluidos de estimulación química que se formularon para este Campo, estos fluidos se diseñan de acuerdo a las necesidades de los problemas a solucionar y que presentan en el mismo.

La estimulación bien sea mecánica o química es un tratamiento diseñado para tratar la formación cercana al pozo, en lugar de otras áreas del conducto de producción o inyección, tales como la tubería de revestimiento, los tubulares de producción. Los tratamientos de estimulación matricial incluyen ácido, solvente y tratamientos químicos para restablecer la permeabilidad de la formación, lo que se ve reflejado en el aumento de la inyectividad del mismo. La estimulación matricial es un proceso de inyección de fluido en la formación, a presiones inferiores a la presión de fractura, para remover el daño y mejorar la capacidad de flujo de un pozo. El objetivo del tratamiento matricial es diferente en areniscas que en carbonatos. En areniscas, los tratamientos matriciales restauran la permeabilidad original de la formación alrededor del pozo al remover el daño de la formación, disolver incrustaciones que taponan los poros en la cara de la formación mientras que en carbonatos, la estimulación matricial crea nuevos canales (túneles) altamente conductivos. Debido a estas diferencias, el criterio de selección para el fluido de tratamiento también es distinto. Para tratamientos de arenisca, es especialmente importante el conocimiento de la extensión, el tipo de daño, la ubicación, el origen, la mineralogía del yacimiento y la compatibilidad del fluido de tratamiento con la formación. En tratamientos de carbonato, resultan más significativos la temperatura del yacimiento, la tasa de bombeo y el tipo de fluido porque estos parámetros afectan directamente la reactividad del fluido de tratamiento con la roca del yacimiento.

Los ácidos orgánicos como el ácido fórmico y el acético se utilizan tanto en acidificación de arenisca como de carbonato, principalmente en sistemas de ácido retardado o en aplicaciones a alta temperatura. La estimulación matricial también se denomina tratamiento matricial o acidificación matricial<sup>25</sup>.

#### 3.1 ESTIMULACIÓN MECÁNICA

Se usan diferentes herramientas que permiten remover el daño de formación que pudo aparecer por las operaciones de perforación o reacondicionamiento de pozo. En pozos productores de petróleo el procedimiento se basa en remover los fluidos

---

<sup>25</sup> SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary [en línea] Matrix Stimulation. <[http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/m/matrix\\_stimulation.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/m/matrix_stimulation.aspx)> [citado el 11 de Marzo de 2016].

de la zona de producción, esto se conoce como “suaveo”, en donde se logra el aumento de la presión de fondo de pozo facilitando la producción de fluidos.

**3.1.1 Suaveo (pistonear).** Se refiere a la acción de descargar líquidos de la tubería de producción, para inducir el flujo del yacimiento. Una sarta de herramientas de suaveo está provista de una barra de peso y un arreglo de copas de suaveo que se corren en el pozo con cable pesado. Cuando el arreglo se recupera, las copas de suaveo de forma especial se expanden para sellarse contra las paredes de la tubería y transportar los líquidos del pozo.<sup>26</sup>

En el caso de un pozo inyector, una operación de suaveo tiene que ser estudiada con las mismas especificaciones técnicas con las que se trabajan en un pozo productor, aunque la dirección de flujo es contraria se realiza con el objetivo de remover la suciedad en los intervalos perforados la cual no permite que fluya el agua a través del yacimiento. En los trabajos de inyección de agua en el campo La Cira Infantas liderados por OXY, se aplica la operación de suaveo en pozos inyectores como una medida de limpieza debido a que en el 70% de los casos es eficiente. Para la compañía, el suaveo en los pozos inyectores del Campo puede llegar a ser efectivo como un proceso para la remoción de sólidos cercanos a la cara de la formación debido a la capacidad de arrastre del fluido.

En las operaciones que ha llevado a cabo OXY en algunos pozos inyectores del Campo se ha evidenciado que la operación de suaveo logra desplazar el fluido de la cara de la formación, logrando arrastrar la acumulación de sólidos hacia el pozo, para que luego sean retirados por medio de la corrida de una canasta (esta será calibrada según cada pozo), lo que permite limpiar la cara de la formación reduciendo la acumulación de incrustaciones y sedimentos que allí se presentan.

La operación de suaveo en los pozos inyectores es recomendada por la casa matriz de OXY, debido a que se logra disminuir la presión de inyección, y por lo tanto se genera un aumento en el índice de inyectividad de las zonas donde se realizan estas operaciones.

## 3.2 ESTIMULACIÓN QUÍMICA (ACIDIFICACIÓN)

Se le denomina acidificación a todo proceso en fondo de pozo que incluye un tratamiento con un fluido ácido, para disolver y remover productos derivados de la calidad del agua inyectada con el fin de restablecer la permeabilidad de la roca en la zona cercana al pozo.

**3.2.1 Tipos de acidificación.** Los dos tipos básicos de acidificación se caracterizan por las presiones y tasas de inyección. La estimulación cuyas tasas de inyección

---

<sup>26</sup> SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary [en línea] Swabbing. <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/swab.aspx> > [citado el 15 de Marzo 2016].

se dan por encima de la presión de fractura se denomina “acidificación tipo fractura”; mientras que cuando se trabaja con tasas de inyección inferiores a la presión de fractura se denomina “acidificación matricial”.

**3.2.1.1 Acidificación tipo fractura.** Operación de estimulación en la cual se inyecta un ácido en una formación de Carbonato a una presión superior a la presión de fractura de la formación. El ácido inyectado se dispersa de una forma no uniforme, formando canales conductores que se mantienen abiertos sin necesidad de ningún agente apuntalante.

El principal problema en el fracturamiento ácido es el consumo o desgaste del ácido en el desarrollo de agujeros de gusano en la cara de la fractura; estos agujeros de gusano incrementan el área en el cual actuó el ácido y causan rápido consumo del ácido.

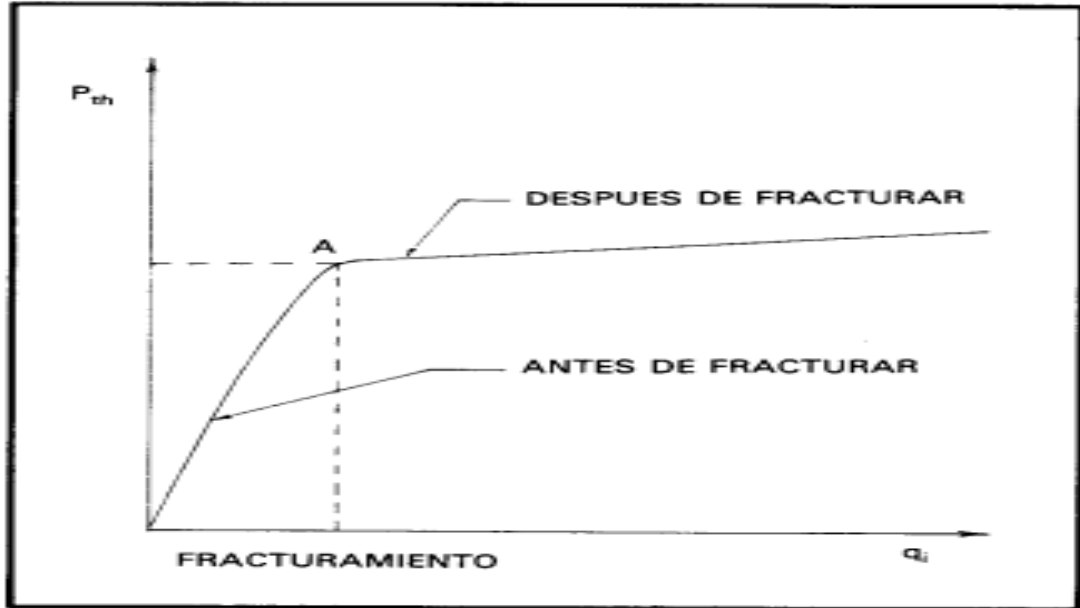
**3.2.1.2 Acidificación matricial.** Operación de estimulación en la cual se inyecta un ácido en una formación de Arenisca a una presión inferior a la presión de fractura de la formación. Este tratamiento se aplica para remover el daño en la cara del pozo (near-wellbore) causados por las operaciones de perforación, cementación, trabajos de reacondicionamiento, y por la precipitación de depósitos de agua. La remoción del taponamiento en la arenisca, caliza o dolomita es el objetivo principal del tratamiento, pues el aumento de la productividad o inyectividad del pozo puede ser considerable<sup>27</sup>.

Para los procesos operativos del proyecto es de suma importancia el concepto de presión de fractura, debido que la condición más importante es no superar esta presión de fractura, en la siguiente figura se evidencia el comportamiento de la presión en los dos casos.

---

<sup>27</sup> ISLAS, Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Mexico.1991, p.25.

**Figura 16.** Comportamiento de la presión de inyección en la cabeza del pozo, durante una prueba de admisión a la formación.



**Fuente:** ISLAS, Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. México. 1991.

**3.2.2 Aditivos químicos en fluidos de estimulación.** Son aquellas sustancias químicas que se agregan para crear un fluido más complejo (estimulación en este caso), con el fin de solucionar los problemas que se presentan en determinado pozo.

**3.2.2.1 Inhibidor de corrosión.** Es un aditivo que permite recubrir la superficie metálica (tuberías), proporcionando una película que minimiza o detiene la reacción corrosiva.

**3.2.2.2 Agente quelante.** Sustancia química que se utiliza para unir iones metálicos y así formar una estructura de anillo. Los agentes quelantes estabilizan o evitan la precipitación de compuestos dañinos. Durante tratamientos ácidos o de eliminación de incrustaciones, se pueden disolver diferentes compuestos en el fluido de tratamiento.

**3.2.2.3 Demulsificante.** Sustancia química utilizada para romper emulsiones (es decir, para separar las dos fases). El tipo de demulsificante seleccionado depende del tipo de emulsión, ya sea de aceite en agua o de agua en aceite.

**3.2.2.4 Surfactante.** Sustancia química que se adsorbe preferentemente en una interfaz, reduciendo la tensión superficial o la tensión interfacial entre los fluidos o entre un sólido y un fluido.

**3.2.2.5 Solvente mutal.** Sustancia química que se utiliza para tratamientos de estimulación que puede ser soluble en agua, petróleo o y ácido de estimulación.

Esta sustancia puede ser utilizada para remover depósitos de hidrocarburo pesados o para controlar la humectabilidad entre las fases antes, durante y después del tratamiento. Otra aplicación es prevenir o romper las emulsiones.

**3.2.2.6 Estabilizador de finos.** Sustancia química que se utiliza en tratamientos de estimulación para evitar la migración de las partículas de arcilla en reacción con el agua. Sin la protección adecuada, algunos fluidos a base de agua pueden afectar la carga eléctrica de las plaquetas de arcilla que se generan naturalmente en la formación. Los estabilizadores de arcilla actúan para retener las plaquetas de arcilla en posición, mediante el control de la carga y las características electrolíticas del fluido de tratamiento.

**3.2.2.7 Bactericida.** Un aditivo que elimina las bacterias. Con los bactericidas se debe tener cuidado para encontrar los que sean eficaces y hayan sido aprobados por los gobiernos y por la política de la empresa. Los bactericidas, también llamados biocidas, pueden utilizarse para controlar las bacterias reductoras de sulfatos, las bacterias formadoras de limo, las bacterias oxidantes del hierro y las bacterias que atacan los polímeros en los fluidos de fractura y de recuperación secundaria.

### **3.3 ESTIMULACIÓN EN POZOS INYECTORES DE AGUA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

Actualmente en el Campo La Cira Infantás, OXY lleva a cabo los trabajos de estimulación en pozos inyectores cada dos años. En algunos casos, estas operaciones de estimulación incluyen ambos tratamientos (mecánico y químico) que pueden realizarse en cualquier pozo inyector del Campo, de acuerdo a la exigencia de cada pozo a intervenir. Como métodos de estimulación mecánica se utiliza el suaveo, con el objetivo de complementar los tratamientos de estimulación.

A continuación se presenta un procedimiento convencional de la compañía de servicios, inspeccionado por OXY, que refleja los métodos actuales de estimulación química para los pozos inyectores del Campo La Cira Infantás:

1. Realizar reunión pre-operacional.
2. Realizar armado de línea de tratamiento.
3. Armar sarta de ensamblaje en fondo (BHA) con empaques necesarios para aislar intervalos a intervenir.
4. Realizar prueba de línea con 3500 psi.
5. Con el empaque desasentado, realizar limpieza de tubería, bombeando 10 BBL de HCl 7.5%, y desplazando con salmuera inhibida o salmuera de completamiento.
6. Finalizando el bombeo, reversar con salmuera inhibida hasta que se tengan retornos de pH neutro.
7. Neutralizar retornos en superficie.

8. Se deben revisar las concentraciones de hierro presentes en la salmuera y evaluar si se requiere un nuevo bombeo.
9. Asentar empaque y presurizar espacio anular de acuerdo a recomendaciones técnicas de los empaques.
10. Armar unidad de pruebas de inyectividad, hacer prueba de líneas a alta y baja presión. Realizar protocolo de inyección según los siguientes parámetros:
  - Prueba de flujo escalonado (Step Rate Test) en régimen matricial.
  - Prueba de flujo escalonado (Step Rate Test) en régimen fractura.
  - Prueba de caída (Fall Off Test) y reinicio a la última tasa en régimen fractura.
  - Step Down Test
  - Fall Off Test
11. Efectuar prueba de flujo escalonado (SRT) con Cloruro de Amonio ( $\text{NH}_4\text{Cl}$ ) al 3%, y reportar: Presión final; el periodo de cierre inicial (Initial Shut-In Period); Presión de cierre; Presión de extensión de fractura; Caudal de extensión de fractura; Gradiente de fractura.
12. Según los resultados de la prueba de flujo escalonado (SRT), definir la presión máxima en superficie, teniendo en cuenta que el bombeo de los tratamientos no debe sobrepasar la presión de fractura.
13. Posicionar los sistemas en punta de tubería y bombear el tren de fluidos necesario de acuerdo a los requerimientos de cada pozo.

**Nota:** El caudal de bombeo será definido con el fin de no sobrepasar la presión de fractura de la formación y sin sobrepasar de ninguna manera la presión determinada por OXY y luego se estima el gradiente de fractura de la formación. A medida que la presión de tratamiento caiga como efecto de la reacción del ácido sobre la roca, se debe incrementar el caudal de bombeo con el fin de llevarlo al máximo caudal de inyección posible, sin sobrepasar la presión de fractura.

14. Al finalizar el volumen de tratamiento, sin desasentar el empaque, detener el bombeo.
15. Efectuar pruebas de inyección post-tratamiento de acuerdo al protocolo de OXY.

### **3.4 FLUIDO DE ESTIMULACIÓN PARA EL POZO INYECTOR TOPILO X1 EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

En los estudios previos a desarrollar en el presente proyecto, OXY ha llevado a cabo la investigación de la mano de Schlumberger para establecer el mejor plan de estimulación para los pozos inyectores del Campo, los cuales presentan problemas con la tasa de inyectividad. A continuación se presenta la descripción de los diferentes fluidos que ofrece la compañía de servicios, la cual es indispensable a tener en cuenta en el desarrollo del proyecto:

**3.4.1 Fluido de Limpieza de Tubería.** El HCl es un ácido inorgánico y uno de los más comúnmente usados para los tratamientos de estimulación. Es una solución de Cloruro de Hidrógeno gaseoso en agua, las concentraciones más usadas en operaciones de estimulación van desde 5% hasta 28% en peso, y generalmente se preparan mediante la dilución en agua de una solución base de 32% HCl (20° Baume). El uso que se tiene propuesto es: Limpieza de liners con empaques de arena restringidos por depósitos de incrustaciones; Limpieza de tubulares para mejora en las operaciones.

Se propone un volumen de 100 Gal de HCl por cada 1000 ft de tubería.

**Tabla 2.** Formulación HCl –7.5%.

HCL	
Producto	Fracción
Agua	790 gpt (Galones/1000 galones)
H033, Ácido Clorhídrico	202 gpt
A261, Inhibidor de Corrosión	2 gpt
L041, Agente Quelante	70 ppt (Libras/1000 galones)
W054, Demulsificante	4 ppt

Fuente: OXY. Informe Técnico. 2015.

**3.4.2 Pre-flujo Ácido (HCl-Ácido Fórmico Acético).** Es una mezcla que contiene 11% de HCl y 10% de ácido orgánico (5% de ácido fórmico y 5% ácido acético). Su función es remover la mayor parte de los componentes de Carbonato de Calcio existentes en la matriz y prevenir la formación de Fluoruro de Calcio (CaF<sub>2</sub>), si el Calcio entrara en contacto con el ácido fluorhídrico (HF).



**Tabla 3.** Formulación Pre-flujo Ácido.

HCL- Ácido Acético	
Producto	Fracción
Agua	730 gpt
H033, Ácido Clorhídrico	113 gpt
L400, Ácido Acético	48 gpt
L036, Ácido Acético	48 gpt
A261, Inhibidor de Corrosión	4 gpt
L041, Agente Quelante	70 ppt
F110, Surfactante	1 gpt
U106, Agente Quelante	10 gpt
W054, Demulsificante	4 ppt

**Fuente:** OXY. Informe Técnico. 2015.

**3.4.3 Sistema principal – Organic Mud Acid (OMA).** El ácido OMA es una mezcla que contiene ácido orgánico del 9% (ácido fórmico) y el ácido fluorhídrico del 3% (HF). El OMA es un ácido menos corrosivo que la mezcla HCl + HF y es fácilmente inhibido protegiendo las tuberías de la corrosión ácida. Como resultado, las bajas velocidades de corrosión pueden ser mantenidas a altas temperaturas de tratamiento. Además, esto proporciona una baja tasa relativa de reacción y tiene una tendencia reducida de formar emulsiones cuando está en contacto con el crudo. Se recomienda su uso para la acidificación matricial de alta temperatura y la remoción de daño debido a la perforación en areniscas o en calizas donde el tiempo de contacto con tubería se espera que sea alto.

Adicionalmente se puede usar en yacimientos de crudos asfálticos y que tienen tendencia a formar emulsión en presencia de ácido clorhídrico (HCl).

Dada la composición mineralógica de la formación y de los resultados en el laboratorio se determina que la concentración de HF debe ser del 1.5%. La siguiente tabla presenta la formulación del ácido.

**Tabla 4.** Formulación de OMA.

OMA (Organic Mud Acid)	
Producto	Fracción
Agua	770 gpt
A272, Inhibidor de Corrosión	3 gpt
H033, Ácido Clorhídrico	79 gpt
U066, Solvente Mutua	50 gpt
L041, Agente quelante	50 ppt
W054, Demulsificante	4 gpt
Y001, Intensificador	185 ppt
L036, Ácido Fórmico	90 gpt
F110, Surfactante	1 gpt

**Fuente:** OXY. Informe Técnico. 2015.

**3.4.4 Estabilizador de finos.** El sistema estabilizador contiene una amina cuaternaria tipo polimérica que previene la formación del daño resultante de la migración, dispersión o el hinchamiento. El polímero se absorbe por intercambio catiónico con las cargas negativas de la superficie de las arcillas y estabiliza las partículas libres en las arcillas. Como resultado se presenta una estabilización permanente debido a que estas partículas cuando se unen, forman un puente por múltiples puntos de conexión en la cadena sobre el polímero.

**Tabla 5.** Formulación de Estabilizador de finos.

Estabilizador	
Producto	Fracción
Agua	941 gpt
L055, Estabilizador	5 gpt
U066, Solvente Mutua	50 gpt
F110, Surfactante	2 gpt
W054, Demulsificante	2 gpt
M290, Bactericida	0.25 gpt

**Fuente:** OXY. Informe Técnico. 2015.

**3.4.5 Espaciador Cloruro de Amonio 3%.** Se utiliza como espaciador para preservar la integridad de cada uno de los fluidos, se refiere a que no se mezclen los fluidos y se contaminen. También se utiliza como fluido de desplazamiento.

**Tabla 6.** Formulación de Espaciador Cloruro de Amonio.

Salmuera Cloruro de Amonio	
Producto	Fracción
J285, Cloruro de Amonio	250 ppt
PET 5, Surfactante	6 ppt

**Fuente:** OXY. Informe Técnico. 2015.

Este es el tren típico de fluidos que son bombeados en los pozos inyectoros del Campo La Cira Infantas, aunque la concentración de los componentes de cada uno de los fluidos puede variar dependiendo de los problemas asociados que se tengan en el pozo inyector a intervenir y de las propiedades de la roca.

Los problemas asociados a los pozos inyectoros en el Campo La Cira infantas se mencionaran en el siguiente Capítulo.

## 4. PROBLEMAS ASOCIADOS A LAS OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN EN POZOS INYECTORES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

En este capítulo se presentan las principales causas asociadas a los problemas técnicos que se encuentran en los pozos inyectores del Campo La Cira Infantás, las cuales pueden verse desde dos diferentes puntos de vista pero están relacionadas: Causas debido a las propiedades del agua de inyección que llevan a la estimulación (pre-operacionales); y causas por la reacción de estas propiedades en la zona cercana en la cara de la formación y en las cuales se ven reflejadas durante la ejecución de la operación de estimulación; las cuales serán mencionadas posteriormente con ejemplos de pozos en el mismo Campo. Cabe aclarar que el Campo LCI cuenta con una planta de tratamiento de agua de inyección.

### 4.1 PROPIEDADES DEL AGUA DE INYECCIÓN

El agua de inyección del Campo La Cira Infantás es una combinación del agua de producción del Campo (70%) y el restante es captado de la Quebrada la Colorada (30%).

**4.1.1 Especificaciones fisicoquímicas.** De acuerdo con referencias NACE un agua de inyección para recobro de crudo debe cumplir con las especificaciones dadas en la Tabla 7.

**Tabla 7.** Valores máximos recomendados para un agua de inyección de buena calidad.

Tipo de Análisis	Parámetro	Estudio Campo LCI	Limite Permitido	Norma
Análisis Fisicoquímicos del agua	pH	-	6.5-8.5	Referencia NACE
	Fe <sup>2+</sup>	20 ppm	< 1 ppm	
	H <sub>2</sub> S	2 ppm	0 ppm	
	CO <sub>2</sub>	60 ppm	< 10 ppm	
	O <sub>2</sub>	1 ppb	< 1ppb	
	Turbidez	15 NTU	< 2 NTU	

**Fuente:** OXY. Informe Técnico. 2015.

En los tratamientos del agua de inyección en el Campo La Cira Infantás se llevan a cabo varios monitoreos que permiten tener control de la calidad de la misma; un monitoreo dura aproximadamente 15 días, en donde se realizan diferentes análisis como:

- Análisis fisicoquímico “in situ” donde se mide pH, conductividad, alcalinidad, gases disueltos (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, OD), Hierro disuelto (Fe<sup>2+</sup>).
- Calidad de agua “In situ”: Turbidez.
- Recuento de Bacterias sulfato reductoras (BSR): Laboratorio Biotecnología ICP. Durante los monitoreos se realizaron análisis fisicoquímicos parciales (análisis “In situ”), calidad de agua y análisis microbiológico de BSR. Adicionalmente se realizó

un análisis fisicoquímico completo (determinación de metales y aniones disueltos con los cuales se determina la salinidad y tendencia de las aguas / Índice de Langelier).

**4.1.1.1 Resultados salinidad y tendencia del agua.** La salinidad del agua de producción para inyección del campo La Cira Infantas oscila entre 10342 y 17587 ppm como NaCl (La alta variabilidad depende de las proporciones de agua superficial en la mezcla).

- El agua de producción-inyección desde las estaciones hasta los pozos inyectoros mantiene concentraciones de hierro elevadas (10 y 35 ppm). Los Manifolds presentan concentraciones similares (10-20 ppm). En el agua dulce de La Colorada no se detecta hierro disuelto.
- Según el Índice de saturación de Langelier, el agua dulce de la Quebrada La colorada presenta una leve tendencia corrosiva, mientras que el agua de producción e inyección tiene tendencia incrustante (15 NTU).
- Los niveles de CO<sub>2</sub> se mantienen elevados. En las estaciones las concentraciones en general varían entre 70 y 120 ppm, mientras que en las plantas de inyección hay una leve disminución hasta contenidos de 50 a 70 ppm, los cuales se mantienen en los pozos inyectoros. En los Manifolds se registraron concentraciones entre 40 y 50 ppm. El agua dulce mantiene niveles menores de 10 ppm.
- Los niveles de H<sub>2</sub>S a lo largo del sistema se consideran críticos debido a que tienen concentraciones de 2 ppm y están por encima de lo recomendado por la NACE.

Teniendo en cuenta que gran parte del hierro proviene de la corrosión en las tuberías de producción, la cual es acelerada por las altas concentraciones de CO<sub>2</sub> presentes (la presencia de CO<sub>2</sub> en altos niveles es una condición natural del agua de inyección del campo y está asociada al agua de formación), se entiende que es complicado eliminarlo; por lo tanto se mantiene la recomendación de seguir con la aplicación de inhibidores de corrosión para evitar la oxidación del hierro de las tuberías (facilidades) y mantener controlado el oxígeno del agua fresca que se mezcla con el agua de producción en las plantas.

## **4.2 CAUSAS DE LA BAJA INYECTIVIDAD EN POZOS INYECTORES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

El índice de inyectividad de un pozo inyector es quizá la variable más importante a nivel operativo, el cual siempre debe estar monitoreado por las personas a cargo del Campo las cuales están pendientes de los datos y el análisis de la información de los pozos con el fin de mantener la misma tasa de inyección la mayor cantidad de tiempo.

En los últimos años, luego de varios monitoreos acompañados de análisis de la información se ha evidenciado que en los pozos inyectoros del Campo La Cira

Infantas existe un problema referente a la caída en la tasa de inyectividad debido a las incrustaciones en la cara de la formación y/o perforados por una mala calidad del agua de inyección en cuanto a sus propiedades fisicoquímicas. (VER 4.1.1.1)

**4.2.1. Incrustaciones (scales).** Se refiere a un conjunto de depósitos que se incrustan en las aberturas de los cañoneos, la tubería de revestimiento, las tuberías de inyección, las válvulas, y los equipos de completamiento de pozo, causando la obstrucción en los intervalos perforados haciendo reducir el flujo normal de los fluidos. Las incrustaciones se pueden acumular a lo largo del recorrido que sigue el agua, desde los pozos inyectoros hasta los equipos de superficie, pasando por los yacimientos.

La mayoría de casos asociados con incrustaciones en los campos petroleros se crean por precipitación de minerales presentes en el agua de formación, o también puede generarse a partir de que el agua inyectada se sobresatura de componentes minerales cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo. Cada vez que un pozo de petróleo y/o gas produce agua, o en un sistema de inyección de agua como método de recuperación secundaria, surge la probabilidad de que se formen incrustaciones; esto está reconocido como uno de los principales problemas operaciones en la industria.

Cuando el agua presenta una tendencia incrustante, el volumen poroso de la cara de la formación se afecta debido a la disminución de porosidad y permeabilidad. Los intervalos perforados pueden llegar a bloquearse parcial o totalmente.

Dependiendo del tipo de incrustación y su ubicación en la línea de flujo, se determina cuál es la técnica de remoción más efectiva, pues existen métodos mecánicos y químicos; por ejemplo, las incrustaciones inorgánicas como el carbonato de Calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), se pueden disolver con ácidos, mientras que en otros casos, ésta aplicación no resulta efectiva, debido a que existe la presencia de una película cerosa de hidrocarburo la cual protege a las incrustaciones de la acción de los disolventes químicos. También en el interior de la tubería de inyección se pueden llegar a acumular capas sólidas de incrustaciones impermeables<sup>28</sup>.

En otros casos se forman incrustaciones mucho más fuertes como la barita ( $\text{BaSO}_4$ ), que son sumamente resistente a los agentes mecánicos y químicos.

Hace unos cuantos años cuando este tipo de problema surgía en las operaciones de un campo, las soluciones estaban al margen de interrumpir el proceso de producción-inyección de fluidos y asimismo con la ayuda de un taladro de reacondicionamiento de pozo lograr retirar la tubería en mal estado y decidir si someterla a un tratamiento de limpieza o reemplazar la tubería directamente. Hoy en día si los ingenieros conocen las condiciones que causan este problema y dónde y cuándo puede ocurrir, resulta más simple entender cómo acabar con las

---

<sup>28</sup> CRABTRE M; ESLINGER D; FLETCHER P. Et al. La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención. USA. 1999, p. 30.

incrustaciones y diseñar los tratamientos necesarios para restaurar la inyectividad del pozo.

Desde el punto de vista económico la solución de este tipo de problemas le cuesta a la industria cientos de millones de dólares al año. Cuando se forman las incrustaciones, es necesario usar una técnica de eliminación rápida y efectiva; por este motivo aparecen los sistemas de remoción, los cuales se dividen en métodos mecánicos y químicos, cuya elección depende del tipo de incrustación y en el lugar donde se puedan presentar estos.

**4.2.2 Migración de finos.** La migración de finos es un problema muy común en los pozos productores de petróleo, debido a que, cuando el crudo fluye del yacimiento hacia el pozo arrastrando partículas que pueden ocasionar un taponamiento de los poros cercanos a la cara de la formación, creando así una obstrucción o taponamiento en el canal de flujo del yacimiento al pozo. Este problema se presenta, cuando la formación no es muy consolidada, o existen finos de tipo migratorios como lilitas o Caolinitas que son movilizados por el fluido inyectado. En el objetivo de estudio del proyecto, se va a trabajar con un pozo inyector, por lo tanto, los recorridos van en sentido contrario a la producción de fluidos, es decir, el flujo inicia en el pozo inyector y va hacia a la formación, con el fin de que el agua, en este caso, logre barrer el petróleo hacia otros pozos productores. La pregunta sería: ¿Por qué razón se puede dar una migración de finos en un pozo inyector?, Aunque la dirección de flujo es totalmente contraria, en el pozo inyector existe un factor que es determinante como lo es la calidad del agua de inyección, lo que se refiere a que en el agua de inyección coexisten partículas, las cuales son arrastradas hacia los intervalos perforados, lo que causa un taponamiento en los mismo. Aunque este problema no es muy común en los pozos inyectores debido a que normalmente se hace un tratamiento al agua antes de inyectarla para evitar estos problemas, esto es lo que suele ocurrir en los pozos inyectores del Campo La Cira Infantas.

Teniendo estos problemas mencionados anteriormente, aparece la necesidad de buscar una solución para mitigar estos problemas de la mejor forma para la compañía operadora. Cuya mejor solución sugiere realizar una estimulación ácida en estos pozos afectados por los mismos problemas, donde se tienen problemas durante el proceso de estimulación que se verán a continuación.

### 4.3 CAUSAS DE LA BAJA EFICIENCIA DEL PROCEDIMIENTO OPERATIVO DE ESTIMULACIÓN EN POZOS INYECTORES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

Anteriormente se describieron las causas técnicas pre-operacionales que llevan a una estimulación en las condiciones con limitaciones de operación, y ahora se expondrán las causas de la baja eficiencia del procedimiento operativo de la estimulación.

**4.3.1 Limitaciones en los parámetros del proceso de estimulación.** Debido a las causas pre-operacionales en el procedimiento de estimulación, surgen limitaciones en los parámetros del proceso de estimulación que se definen como:

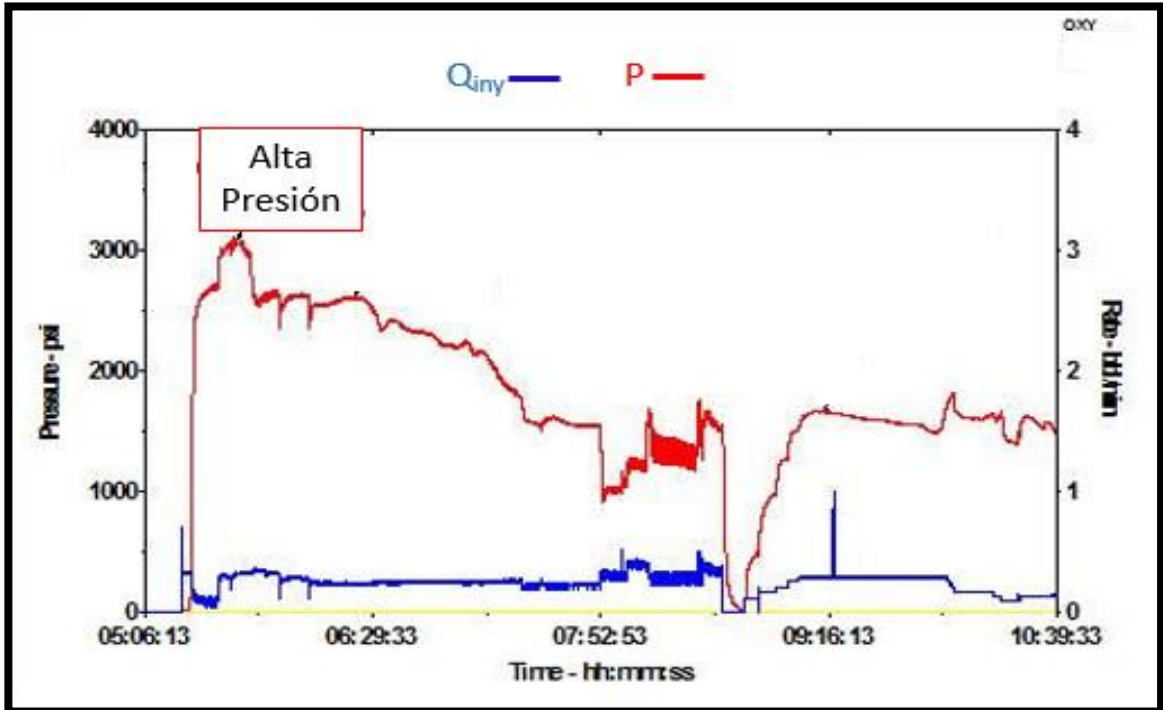
- Altas presiones de bombeo durante la operación de estimulación matricial, las cuales ponen en riesgo la integridad de los equipos y/o herramientas utilizadas (en algunos casos  $\geq 3000$  Psi).
- La bomba de trabajo en la operación de estimulación se tiene que forzar a un proceso de ciclaje, el cual consiste en encender y apagar el equipo con el fin de tener un control sobre la presión de trabajo ( $<1800$  Psi).
- Se presentan largos tiempos de trabajo durante la operación de estimulación matricial, lo que se convierte directamente en un aumento de los costos operativos; esto se puede ver reflejado en que el tiempo de alquiler de los equipos va a ser mayor y aparece la necesidad de más personal de trabajo que supervise la operación. La causa de esta limitación está asociada a que las operaciones de estimulación en el Campo se están llevando a cabo a una tasa menor al 50% de lo establecido (1 BPM).
- Se corre el riesgo de operar con presiones cercanas a la presión de fractura de la formación (Gradiente de fractura  $\approx 0.85$  a  $0.9$ ).

Lo anterior puede verse reflejado en los siguientes ejemplos, los cuales muestran el comportamiento operativo del proceso de estimulación en pozos inyectoros del Campo La Cira Infantas, los cuales serán nombrados como Pozo Topilo 1, Topilo 2, Topilo 3 y Topilo 4.

**Pozo Topilo 1:** A continuación se muestra una gráfica asociada al comportamiento del proceso de estimulación para el pozo inyector Topilo 1, la cual se tomó durante el proceso de estimulación hecho en una zona de este mismo pozo, donde se evidencian falencias en la operación.



**Gráfica 2.** Estimulación Pozo Topilo 1.

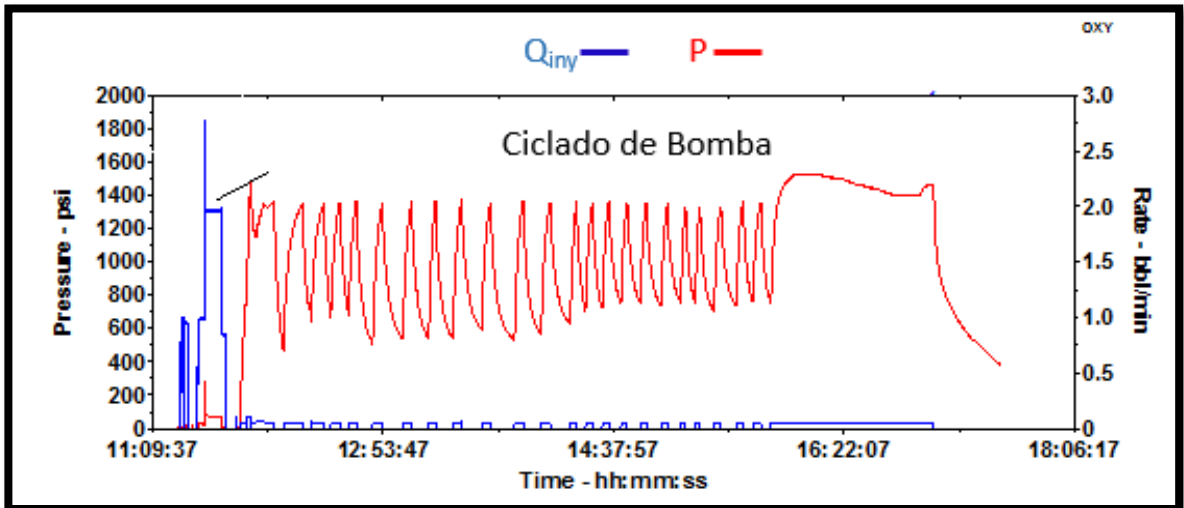


Fuente: OXY. Informe Técnico. 2015.

Según la gráfica, al principio de la operación se trabaja cerca de una presión de 3000 psi, la cual para las operaciones del Campo La Cira Infantas, según la compañía operadora, puede generar riesgos para los equipos y herramientas de la operación. También trabajar a estos valores altos de presión, aumenta el riesgo de fracturar la formación. Además se evidencian caudales bajos de bombeo (<0.5 BPM).

**Pozo Topilo 2:** A continuación se muestra una gráfica asociada al comportamiento del proceso de estimulación para el pozo inyector Topilo 2.

**Gráfica 3.** Estimulación Pozo Topilo 2.

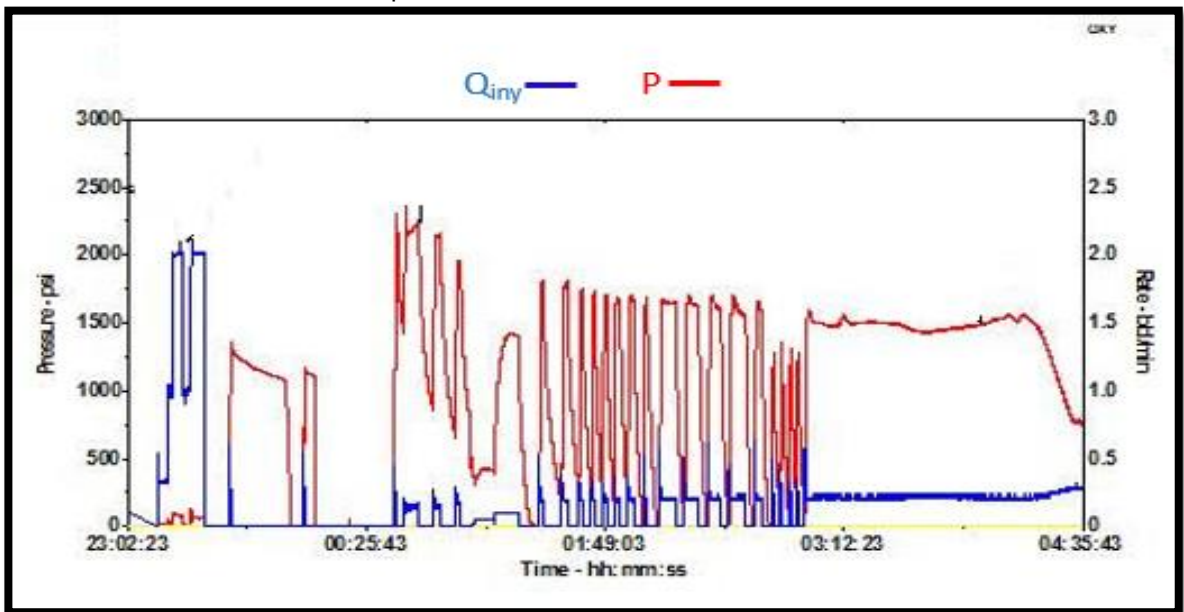


Fuente: OXY. Informe Técnico. 2015.

Según la gráfica anterior, la curva de la presión evidencia un comportamiento asociado a un proceso de ciclaje de la bomba, lo cual consiste que en superficie los operadores encienden y apagan el equipo continuamente con el fin de tener control de la presión de trabajo. Además se evidencian caudales bajos de bombeo (<0.5 BPM).

**Pozo Topilo 3.** A continuación se muestra una gráfica asociada al comportamiento del proceso de estimulación para el pozo inyector Topilo 3.

**Gráfica 4.** Estimulación Pozo Topilo 3.

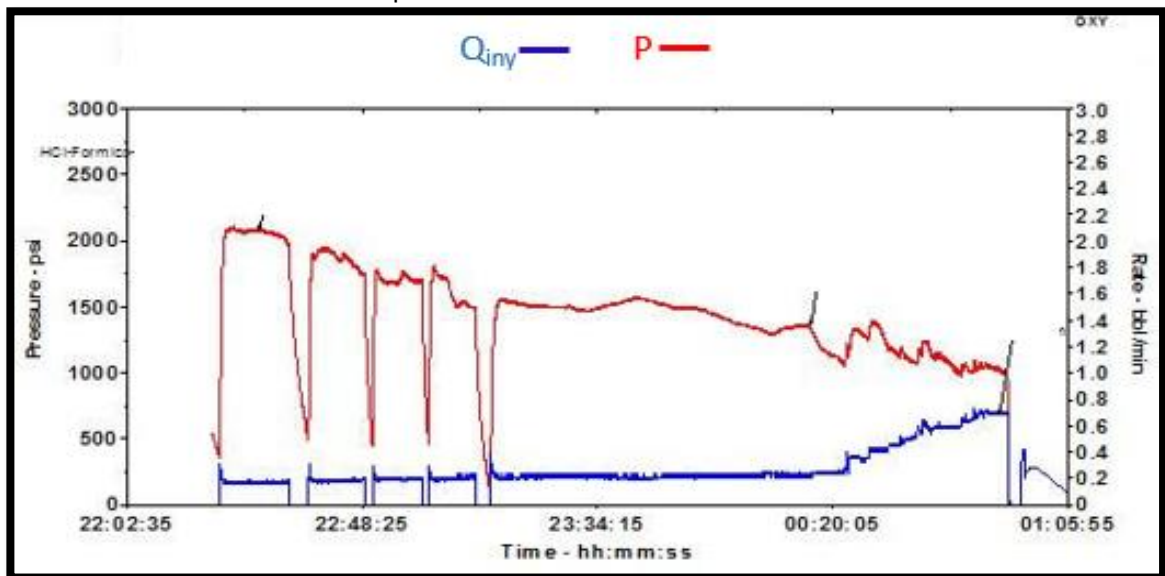


Fuente: OXY. Informe Técnico. 2015.

Según la gráfica, en los trabajos de estimulación para el pozo Topilo 3, también se tienen las mismas limitaciones en la operación. Los caudales son bajos (< 0.5 BPM) y se vuelve a repetir el fenómeno de ciclaje de la bomba. El comportamiento de la presión es relativamente alto para los caudales de bombeo tan bajos. Además el tiempo total de bombeo (5 horas) resulta estrictamente alto para la operación.

**Pozo Topilo 4:** A continuación se muestra una gráfica asociada al comportamiento del proceso de estimulación para el pozo inyector Topilo 4, a cual se tomo durante el proceso de estimulación hecho en una zona de este mismo pozo, donde se evidencian falencias en la operación de estimulación.

**Gráfica 5.** Estimulación Pozo Topilo 4.



**Fuente:** OXY. Informe Técnico. 2015.

Finalmente, se evidencia el comportamiento de la Presión vs. Caudal de inyección en el pozo inyector Topilo 4, donde a simple vista se detectan las mismas limitaciones de operación que suceden en los tres ejemplos anteriores.

Es importante recalcar que estas limitaciones que ocurren en el proceso de estimulación para los pozos inyectores del Campo La Cira Infantas, son bastante recurrentes, debido a que las condiciones y propiedades de la cara de la formación en cada pozo inyector originando un escenario general de trabajo, el cual presenta una baja eficiencia, desde el punto de vista operativo. Por esta razón, surge la necesidad de implementar una herramienta en fondo de pozo, la cual pueda optimizar las condiciones operacionales en los tratamientos de estimulación o pueda reemplazar las estimulaciones matriciales de los pozos inyectores del Campo.

## **5. CONSIDERACIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA PULSANTE CON LA TECNOLOGÍA POWERWAVE EN UN POZO INYECTOR DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

En este capítulo se hablara del pozo Topilo X1, que para objeto de este proyecto será el pozo donde se llevara a cabo la prueba piloto de la herramienta Powerwave, con el fin de limpiar los intervalos perforados. De esta herramienta se hará una descripción de su funcionamiento interno y externo, así como también en qué consiste esta tecnología.

A diciembre de 2015, el Campo La Cira Infantas tiene alrededor de 1412 pozos activos de los cuales 1004 son productores. Con el objetivo de incrementar la productividad de algunas zonas se ha implementado el recobro secundario por medio de pozos inyectoros de agua los cuales para esa fecha son de 408.

Con el objetivo de llevar a cabo el proyecto, se escogió el Pozo inyector Topilo X1 para que allí se realizara la corrida de la herramienta pulsante con la tecnología powerwave.

Previo a la implementación de la herramienta, se dará a conocer cómo se perforó el pozo y el estado mecánico actual del mismo.

### **5.1 DESCRIPCION DEL POZO INYECTOR TOPILO-X1**

En esta sección se presenta todo lo relacionado con el pozo; fecha de perforación, tipo de completamiento y estado mecánico actual del pozo.

**5.1.1 Diseño de perforación y completamiento.** La operación de perforación en el Pozo inyector Topilo X1 comenzó el 24 de Julio del año 2011. Se inició la primera sección con una broca de 12-1/4" hasta 327 ft, posteriormente se realiza la instalación del Casing superficial (CGS) de 9,625" donde se utilizaron 184 sacos de cemento clase G, hasta una profundidad de 322 ft donde se ubica el zapato flotador.

El 26 de Julio del mismo año continúan con las operaciones de perforación con una broca de 9-1/2" hasta una profundidad MD 4289 ft y un TVD 4246,1 ft y finalizan a esa profundidad. Se asienta el casing de 7" a una profundidad MD 4279 ft donde se utilizaron 650 sacos de cemento clase G.

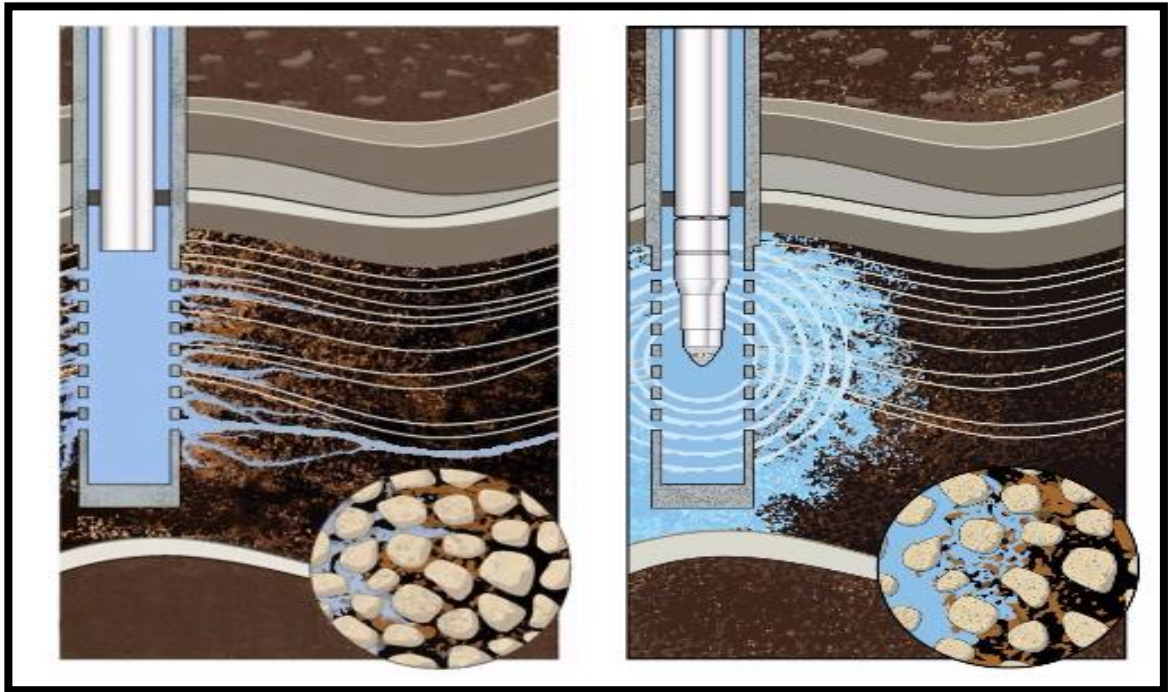
En el (**Anexo A**) se encuentra el estado mecánico actual, donde también se evidencia el completamiento del pozo.

### **5.2 HERRAMIENTA PULSANTE CON LA TECNOLOGÍA POWERWAVE**

A continuación, se presenta una descripción de los principios de la tecnología Powerwave, acompañado del funcionamiento de la herramienta que se utilizó en la operación; información técnica que fue suministrada por la compañía de servicios Wavefront Reservoir Technologies.

**5.2.1 Tecnología powerwave.** Se le denomina Powerwave a la tecnología propuesta por la compañía de servicios Wavefront Reservoir Technologies experta en el tema. Técnicamente, Powerwave es el proceso dinámico-mecánico que genera el pulso energizado del fluido. Éste proceso a su vez distribuye mejor el fluido inyectado en la matriz creando un efecto de esparcimiento llamado dispersión y se implementa con herramientas que son operacionalmente simples integrando la infraestructura existente.

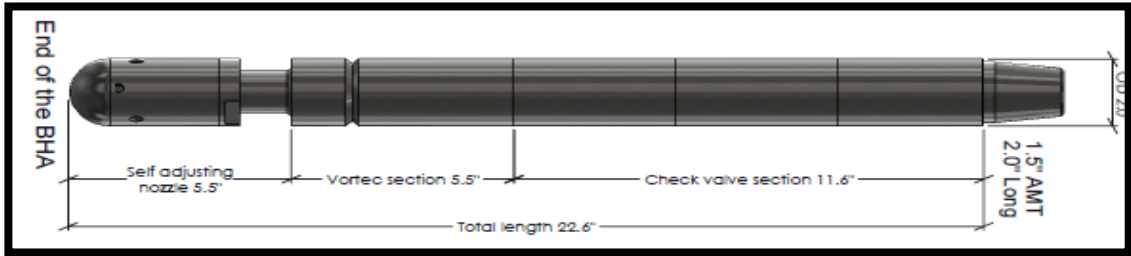
**Figura 17.** Funcionamiento “Powerwave” en un pozo inyector.



**Fuente:** Wavefront Reservoir Technologies.

**5.2.2 Herramienta de boquilla autoajustable SAN (Self Adjusting Nozzle Tool).** Consiste en una herramienta que se autoajusta dependiendo de las restricciones al flujo que se tengan.

**Figura 18.** Herramienta pulsante SAN.

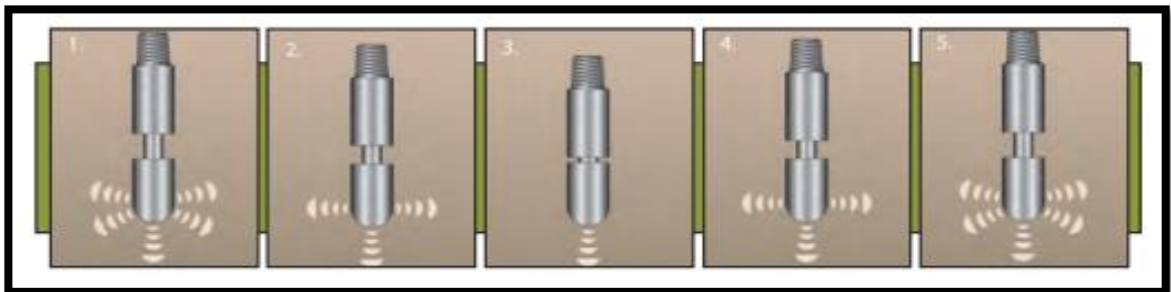


**Fuente:** Wavefront Reservoir Technologies.

**5.2.2.1 Características.** Se forma un vértice dentro de la herramienta el cual produce energía pulsante en oscilaciones y a su vez produce ondas sónicas de esfuerzo.

- El pulso directo de la herramienta actúa en orientación múltiple y con cambios a orientación simple si un obstáculo es encontrado. (Figura 19).
- Una vez el obstáculo es superado/limpiado/removido, el pulso vuelve a la orientación múltiple.
- Limpieza eficaz de la cara de la formación y tratamientos efectivos de estimulación superficial.
- Mayor efectividad comparada con las boquillas convencionales de herramientas similares.

**Figura 19.** Ilustración secuencial del funcionamiento de la herramienta pulsante SAN.

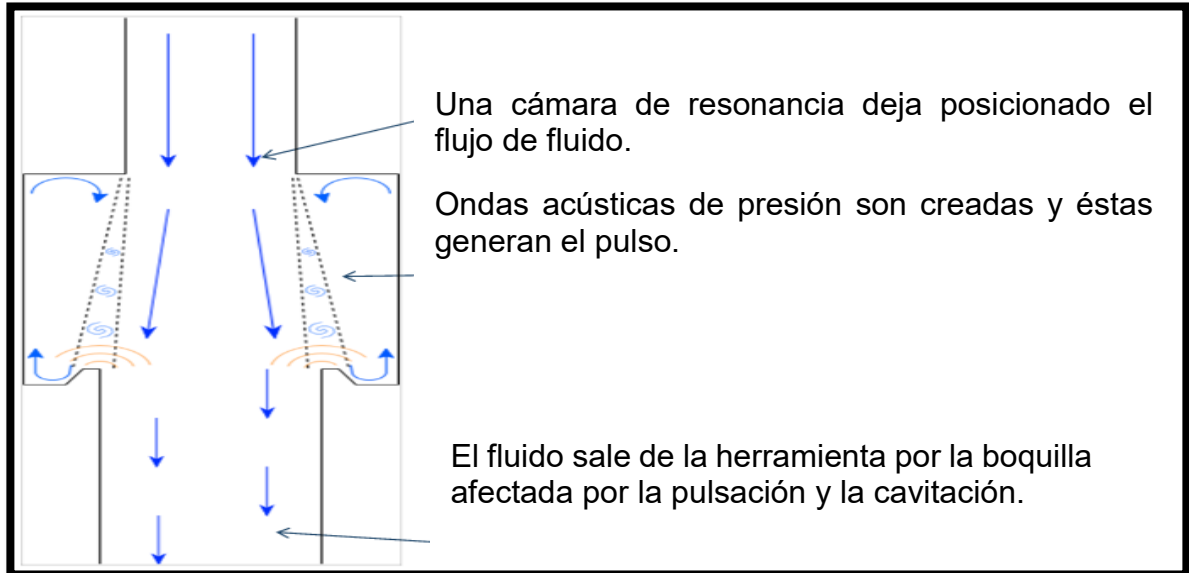


**Fuente:** Wavefront Reservoir Technologies.

**5.2.2.2 Funcionamiento interno de la herramienta SAN.** Anteriormente, se introdujo el funcionamiento de la herramienta en cuanto a características de la misma. A continuación se define cómo trabaja el mecanismo interno de la herramienta, lo cual permite establecer claridad en cuanto al proceso de generación de pulsos.



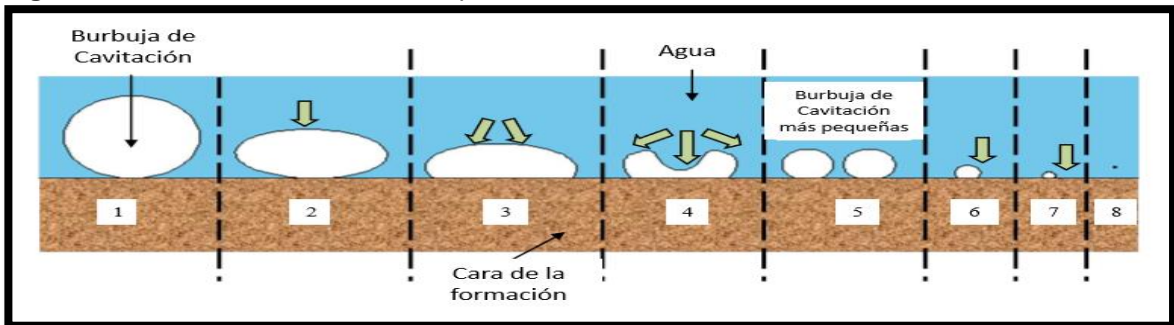
**Figura 20.** Mecanismo interno de la herramienta pulsante SAN.



**Fuente:** Wavefront Reservoir Technologies.

**5.2.2.3 Cavitación.** En el mecanismo de limpieza de pozo, es importante tener en cuenta el proceso de cavitación. La cavitación es la formación de cavidades de vapor de un líquido debido a cambios bruscos en la presión. Este efecto ocurre en la región del líquido (agua) donde está sometido a rápidas variaciones de presión de gran amplitud. La tensión superficial en la molécula de agua es causada por las fuerzas de fricción generadas por el movimiento relativo de las partículas y sólidos como resultado del colapso de las burbujas de cavitación en la cara de la formación<sup>29</sup>. **(Figura 21).**

**Figura 21.** Ilustración de las fases del proceso de cavitación.



**Fuente:** ESCOBAR J. C. M; SÁNCHEZ A. Et al. An Effecting Accelerated Pulsing Injection Method for Restoring Injectivity in Waterflood Fields with Selective Injection Systems with Side-Pocket Mandrels and Control Flow Valves. USA. 2014, p. 3.

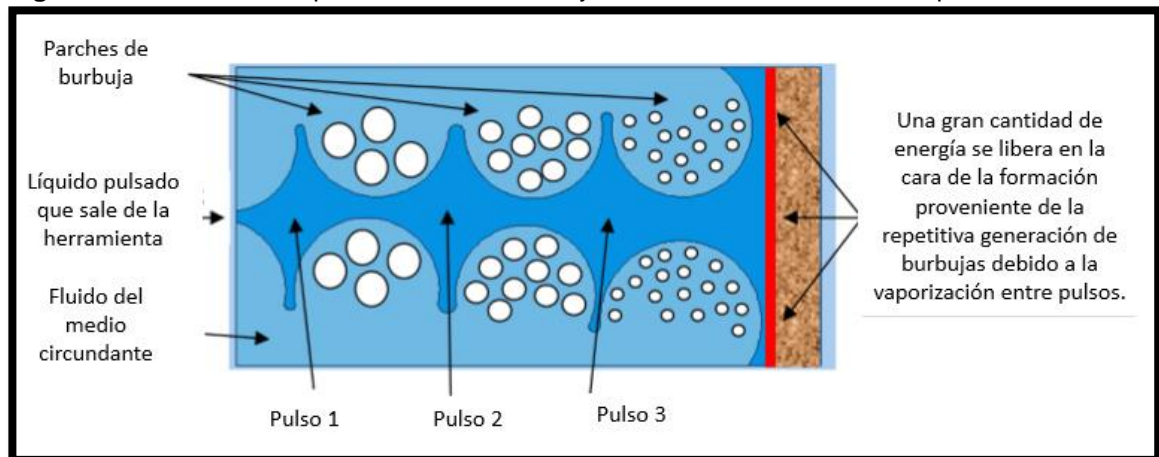
<sup>29</sup> ESCOBAR J. C. M; SÁNCHEZ A. Et al. An Effecting Accelerated Pulsing Injection Method for Restoring Injectivity in Waterflood Fields with Selective Injection Systems with Side-Pocket Mandrels and Control Flow Valves. USA. 2014, p. 3-5.

Descripción del proceso de cavitación creado por la herramienta pulsante SAN:

1. La vaporización ocurre en las regiones de baja presión tan pronto el fluido abandona la herramienta; como resultado se forman las burbujas de vaporización.
2. Las burbujas de vaporización se expanden y luego se comprimen por el fluido que las rodea.
3. Como la presión del fluido incrementa, las burbujas se vuelven mucho más comprimidas.
4. La presión dentro de la burbuja alcanza un punto en donde no es suficientemente estable para soportar la presión externa del fluido que rodea, iniciando el colapso de la burbuja.
5. Cuando finalmente la burbuja colapsa, se genera una velocidad alta del fluido, donde se impactan las superficies circundantes, incluyendo la cara de la formación.
6. Luego de que la burbuja original colapsa, creando un campo de alta energía, el ciclo se repite hasta que ocurra un colapso total.
7. Las nuevas burbujas pequeñas repetirían individualmente los pasos del 1-5, creando burbujas cada vez más pequeñas como en los pasos 7-8, burbujas que cuando colapsan, cada una genera su propia velocidad alta del fluido donde se logra impactar en las superficies circundantes, ayudando a remover el bloqueo causado por daño de formación.

Lo que se resalta de la herramienta pulsante SAN es que está diseñada para crear un campo de flujo grande de vaporización con cada pulso generado por la misma herramienta; cada vez que la herramienta genera un pulso, se crean “camas” de vaporización, como se ilustra en la **Figura 22**.

**Figura 22.** Ilustración del proceso de cavitación y creación de las camas de vaporización.



**Fuente:** ESCOBAR J. C. M; SÁNCHEZ A. Et al. An Effecting Accelerated Pulsing Injection Method for Restoring Injectivity in Waterflood Fields with Selective Injection Systems with Side-Pocket Mandrels and Control Flow Valves. USA. 2014, p. 5.



**5.2.2.4 Aplicaciones del proceso de limpieza del pozo, utilizando la herramienta de limpieza SAN.** Removimiento efectivo de incrustaciones, en la cara de la formación.

- Se puede usar en todo tipo de completamiento como hueco abierto, cementado y cañoneado, con liner ranurado, empaquetamiento con grava, etc.
- Puede ser corrido con tubería flexible (CT) o tubería rígida.

### 5.3. CONSIDERACIONES PREVIAS AL PLAN OPERATIVO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA PULSANTE SAN EN EL POZO INYECTOR TOPILO-X1, EJECUTADO EN CAMPO

Como se evidenció en el capítulo 2, a varios pozos inyectores del campo, se les ha asignado una sarta de inyección selectiva con el objetivo de aislar preferencialmente los intervalos perforados para que el proceso de inyección sea óptimo y permita un mayor control en la operación. Para el pozo inyector x, la sarta de inyección selectiva permite dividir los intervalos perforados en 8 zonas, como se ilustra en la siguiente información:

**Tabla 8.** Datos generales del pozo.

CIRA X - Pozo de Inyección Selectiva								
Zonas- Rediseño	CIRA X- Intervalos Perforados			Presion Reservorio (psi)	Permeabilidad (mD)	Porosidad	Tasas Recomendadas (Bwpd)	Intervalos a Estimular
	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)					
Zona 8	3403	3406	3	177	132	0.18	140	Protocolo de Inyectividad
	3415	3418	3	182	89	0.13		
	3422	3428	6	185	52	0.16		
	3431	3434	3	188	320	0.21		
Zona 7	3489	3497	8	212	844	0.17	540	Protocolo de Inyectividad
	3502	3504	2	216	590	0.16		
	3520	3537	18	225	849	0.18		
Zona 6	3563	3572	10	241	972	0.21	380	Estimulación Química
Zona 5	3594	3604	10	253	346	0.18	450	
	3611	3620	9	259	378	0.19		
	3624	3628	4	263	295	0.17		
	3648	3654	6	273	392	0.16		
Zona 4	3678	3689	12	286	518	0.2	280	Protocolo de Inyectividad
	3698	3702	4	292	659	0.2		
	3710	3715	6	297	67	0.15		
Zona 3	3739	3744	5	308	101	0.15	120	
	3747	3754	7	312	453	0.19		
Zona 2	3770	3776	6	321	92	0.19	334	Protocolo de Inyectividad
	3780	3782	2	323	103	0.14		
	3791	3793	3	328	91	0.18		
	3796	3800	4	330	166	0.2		
	3807	3813	7	335	83	0.18		
	3828	3830	3	342	116	0.13		
	3832	3836	4	344	113	0.14		
	3852	3855	3	352	269	0.14		
	3863	3869	6	357	419	0.15		
	3885	3889	4	365	452	0.17		
Zona 1	3919	3928	9	379	519	0.19	517	
	3931	3945	15	385	386	0.17		

Fuente: OXY. Informe Técnico. 2015.

Antes de correr la herramienta pulsante SAN en toda la sección de intervalos perforados (3403 ft – 3945 ft), se observa que la zona VI (letras rojas), es candidata

a una estimulación química con el tratamiento OMA, luego de que la herramienta de limpieza haya sido utilizada; Esto se debe a que en ese intervalo la tasa de inyectividad ha venido cayendo significativamente hasta llegar a ser nula; fenómeno el cual puede ser visto en la **Tabla 9**, donde se muestra el comportamiento del agua de inyección por medio de medidores de flujo llamados trazadores radiactivos, proceso el cual consiste en medir la radiactividad de una gota de Yodo en el agua con el fin de determinar el caudal que admite la formación.

**Tabla 9.** Datos de inyectividad según trazadores.

Intervalos a Estimular	New Recommended Rate (bwip/d)	Trazadores									
		YRFs 1	TRZ-1 28-Sep-11 Q=405 P=1600	YRFs 2	TRZ-2 5-Dec-11 Q=480 P=1540	TRZ-3 16-Dec-11 Q=530 P=1500	TRZ-4 28-Mag-12 Q=467 P=1510	TRZ-5 15-Nov-12 Q=398 P=1580	TRZ-6 10-Agosto-13 Q=425 P=1700	TRZ-7 20-Abril-14 Q=1000 P=1760	
	140	120	0	F.O	74	0	0	0	0	0	
			0			0	180	111	90	0	
			0			0					
			0			0					
Protocolo de Inyectividad	540	220	0	F.O	0	0	92	112	30	0	
		350	85	F.O	76	103	26	7	16	0	
Estimulación	380	200	21	F.O	0	49	5	0	2	0	
			0			0				102	
	450	350	96	F.O	0	102	19	0	89	286	
		150	44	F.O	0	0	0	5	0	239	
			0			0					
Protocolo de Inyectividad	280	300	15	F.O	0	0	6	4	160	0	
			0			0					
	120	210	47	F.O	56	42	3	64	37	370	
			0				0	0			
			0				0	0			
			56	F.O	110	107	136	0	0	0	
			41		164	128	0	94			
Protocolo de Inyectividad	334										
Add Perfs - Swabbing -	517										
	2,760				405	480	531	467	397	424	997

Fuente: OXY. Informe Técnico. 2015.

En la zona candidata a la estimulación, se refleja que se deberían inyectar 380 barriles por día, de los cuales la formación está tomando solo el 13% del caudal recomendado por el departamento de Yacimientos ( $Q_{cobb}$ ). Seguidas tres mediciones con trazadores, la tasa de inyección en el tiempo se vuelve nula; debido a las causas de la baja inyectividad, mencionados anteriormente en el capítulo 4.

#### 5.4. PLAN OPERATIVO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA PULSANTE SAN EN EL POZO INYECTOR TOPILO-X1, EJECUTADO EN EL CAMPO

A continuación se describe el programa operacional ejecutado en el pozo inyector x del Campo La Cira Infantas, sintetizando la realización en un paso a paso.

1. Recibir y armar la unidad de workover.

2. Realizar reunión de seguridad (HSE) y dar a conocer el plan para el pozo (Well Planing)
3. Registrar presiones del casing Hanger y tubing Hanger, y descargar a través del chock manifold, quemando gas en la tea hasta que la presión marque 0 psi.
4. Retirar árbol de inyección.
5. Instalar y probar las válvulas preventoras (BOP's)
6. Retirar la tubería de inyección.
7. Calibrar, armar y medir sarta (BHA) de pruebas de inyectividad selectiva (pre-Powerwave).
8. Realizar maniobra de sentamiento de empaque a 3550 ft-MD y a 3582 ft-MD, aislando zona VI (3563 ft – 3572 ft). Iniciar prueba de inyectividad pre-Powerwave.
9. Realizar maniobra de recuperación de empaques y se retira la sarta.
10. Realizar reunión pre-operacional con experto en la herramienta de limpieza, previa a armado y corrida de la misma.
11. Calibrar, armar y medir sarta (BHA) para limpieza de perforados con la herramienta pulsante.
12. Realizar procedimiento de limpieza a la sección de perforados sacando sarta con mínima velocidad desde base de intervalos perforados (3945 ft-MD) hasta el tope (3403 ft-MD).
13. Calibrar, armar y medir sarta (BHA) de pruebas de inyectividad selectiva (post-Powerwave)
14. Realizar maniobra de sentamiento de empaque a 3550 ft-MD y a 3582 ft-MD, aislando zona VI (3563 ft – 3572 ft). Iniciar prueba de inyectividad post-Powerwave.
15. Realizar protocolo completo de inyectividad de acuerdo RMT e Ingeniería para esta zona.

**Nota: Si esta prueba, no arroja resultados esperados, seguir con el siguiente paso. Si esta prueba, arroja resultados esperados omitir pasos 16,17, 18 y 19.**

16. Realizar maniobra de recuperación de empaques y se retira la sarta.
17. Realizar charla de seguridad (HSE), previo a la operación de suaveo en el pozo.
18. Armar unidad de suaveo, y se procede a hacer un achicamiento de la zona VI.
19. Desarmar y retirar unidad de suaveo.
20. Realizar maniobra de sentamiento de empaque a 3550 ft-MD y a 3582 ft-MD, aislando zona VI (3563 ft – 3572 ft). Iniciar prueba de inyectividad post-suaveo.
21. Realizar protocolo completo de inyectividad de acuerdo RMT e Ingeniería.

**Nota: Si esta prueba, no arroja resultados esperados seguir con el siguiente paso. Si la prueba, arroja resultados esperados omitir pasos 22 y 23".**

22. Cambiar el agua de inyección que se utilizó para la prueba de inyección, por el tratamiento OMA, con el fin de llevar a cabo la estimulación química.
23. Realizar prueba de inyectividad post-tratamiento OMA.

24. Realizar maniobra de recuperación de empaques y realizar asentamiento de empaques a 3758 ft-MD y a 3904 ft-MD, aislando la zona II (3770 ft- 3889 ft).
25. Realiza protocolo completo de inyectividad de acuerdo a RMT e Ingeniería para esta zona.
26. Realizar maniobra de recuperación de empaques y se realiza asentamiento de empaques a 3668 ft-MD y a 3730 ft-MD, aislando la zona IV (3678 ft – 3715 ft).
27. Realizar protocolo completo de inyectividad de acuerdo RMT e Ingeniería para esta zona.
28. Realizar maniobra de recuperación de empaques y realizar asentamiento de empaques a 3900 ft-MD y a 3955 ft-MD, aislando la zona I (3919 ft – 3945 ft).
29. Realizar protocolo completo de inyectividad de acuerdo RMT e Ingeniería para esta zona.
30. Realizar maniobra de recuperación de empaques y retirar la sarta de inyección.
31. Retirar válvulas preventoras BOP's utilizadas en la operación de workover.
32. Armar y sentar sarta de inyección selectiva en el pozo.
33. Instalar árbol de navidad.

## **5.5 IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA PULSANTE SAN EN EL POZO INYECTOR TOPILO-X1, DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

De acuerdo al paso 12 del plan operativo, la herramienta pulsante SAN fue implementada y corrida con éxito en el pozo inyector Topilo-X1, el cual fue seleccionado para realizar la prueba piloto aplicando esta tecnología.

Según la nota del paso 15, luego de realizar la prueba de inyectividad, no se obtuvieron resultados esperados, por lo cual fue necesario realizar una operación de suaveo en la Zona VI, continuando con el plan estipulado.

Según la nota del paso 21, luego de realizar la prueba de inyectividad, sí se alcanzaron los resultados esperados (caudal >1 BPM sin superar la presión de trabajo de la operadora), por lo tanto se evitó el uso del tratamiento matricial OMA en la Zona VI, donde se tenía planeado emplear este mismo.

Los resultados y análisis de la implementación de la herramienta pulsante SAN, se expondrán en el siguiente capítulo, donde se examina el comportamiento de cada una de las pruebas de inyectividad en función de la presión.

## 6. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA PULSANTE CON LA TECNOLOGÍA POWERWAVE PARA LA ESTIMULACIÓN DE UN POZO INYECTOR EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

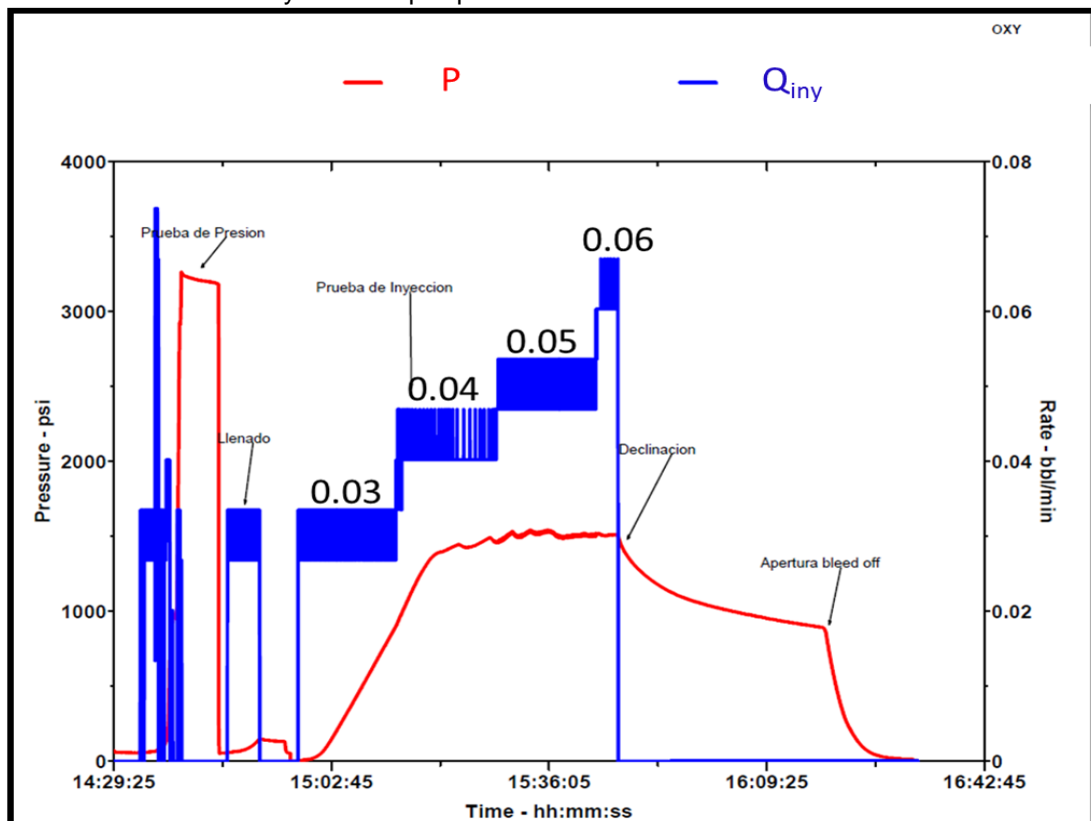
A continuación se presentan los resultados y análisis de la prueba piloto del uso de la herramienta pulsante SAN en el pozo inyector Topilo X1, con el objetivo de restablecer el índice de inyectividad recomendado por RMT e Ingeniería.

La metodología de la operación se basó en el paso a paso escrito en el capítulo 5, donde se evidencia la ejecución de pruebas de inyectividad en la zona VI, la cual es candidata a estimulación química, con el tratamiento OMA.

La primera prueba de inyectividad realizada en el pozo se denominó “prueba pre-powerwave”. En esta prueba se inyectó agua a la formación en cuatro tasas matriciales, las cuales corresponden a diferentes valores de presión, con el fin de no superar la presión de trabajo recomendada por la operadora.

En la **Gráfica 6** se ven reflejadas la presión alcanzada y el caudal del fluido que se bombeó en la prueba, la cual muestra el siguiente comportamiento:

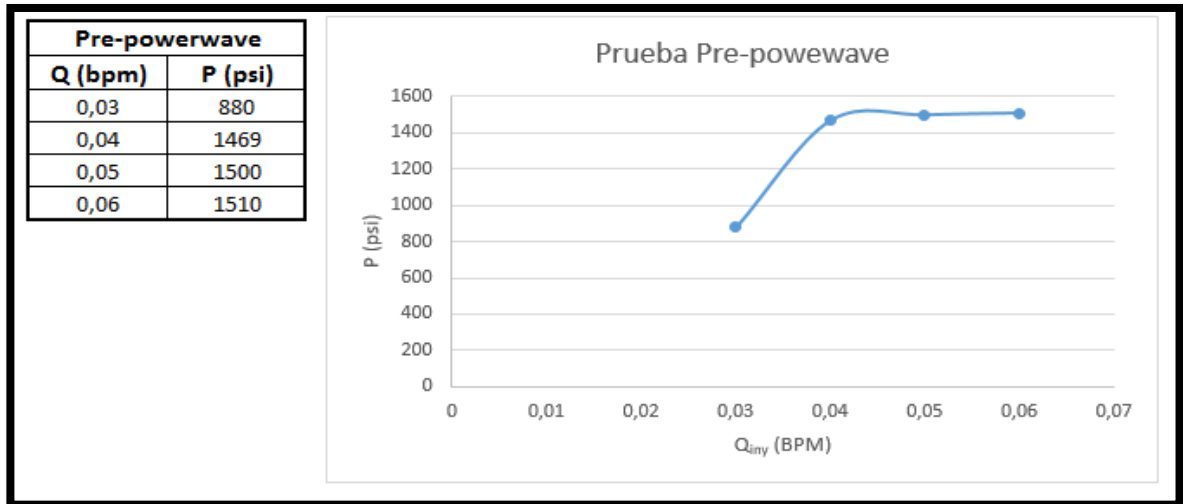
**Gráfica 6.** Prueba de inyectividad pre-powerwave.



Fuente: OXY. Informe Técnico. 2015.

En la anterior gráfica se evidencian las limitaciones operacionales en el proceso de estimulación, planteadas en el capítulo 4, las cuales se reflejan en trabajar con bajos caudales (< 0.1 BPM), La prueba evidencia los siguientes resultados, que se traducen en la variación de la inyectividad en función del aumento de presión.

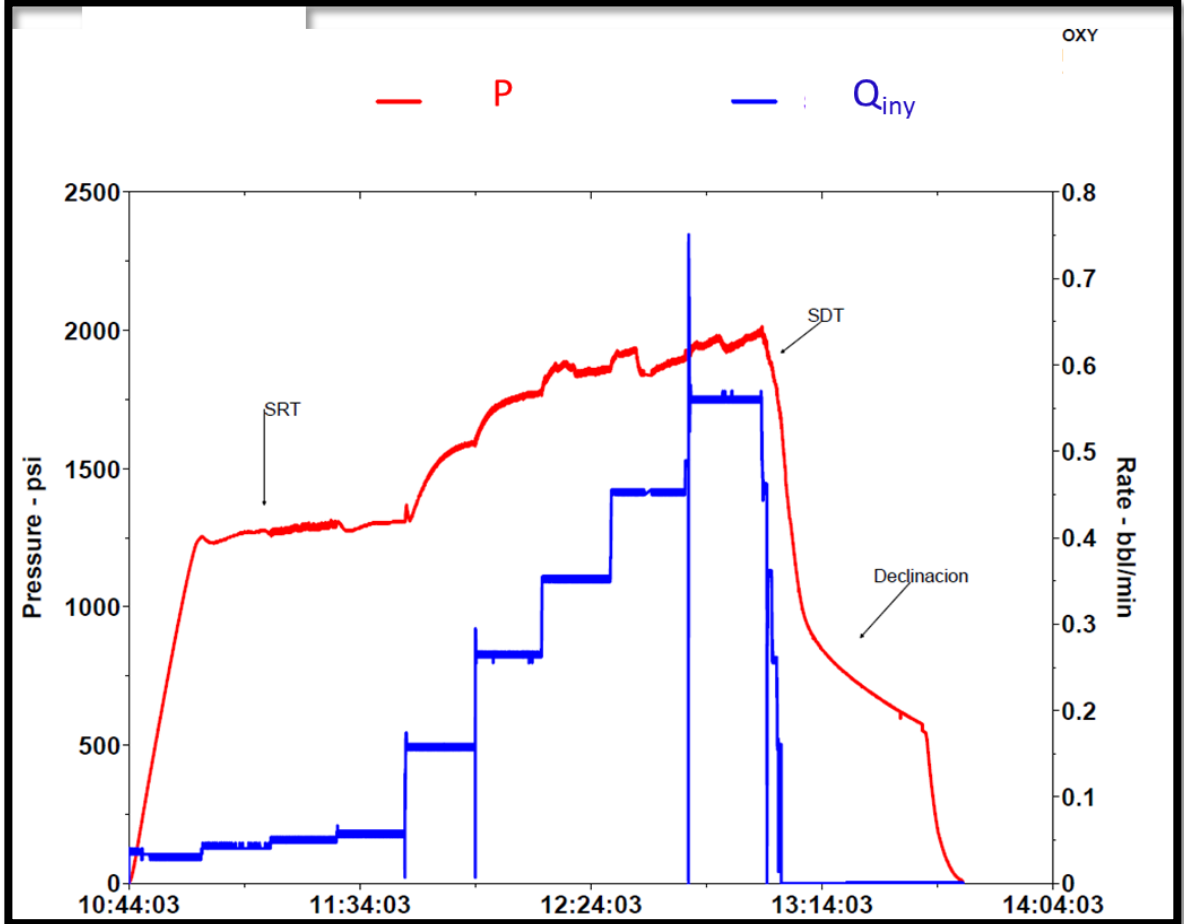
**Gráfica 7.** Comportamiento P vs. Qiny Prueba pre-powerwave.



Como se muestra en la gráfica anterior, los valores de presión en la prueba están asociados a caudales muy bajos de inyección. Prácticamente la formación no permite el ingreso de fluido ( $Q=0.06$  BPM), cuando la tasa recomendada para los tratamientos convencionales es de  $Q=1$  BPM, lo que corrobora el estado crítico de los intervalos perforados en cuanto a restricción de flujo y taponamiento en la cara de la formación, específicamente en la zona VI.

Posteriormente, se procedió a utilizar la herramienta pulsante SAN con el objetivo de hacer limpieza en los intervalos perforados para luego comparar resultados de inyectividad con una nueva prueba, la cual se denominó “prueba post-powerwave”. Esta prueba se trabajó en régimen matricial, con el fin de no generar fracturas que lleven a una canalización del fluido en el yacimiento y seguir las indicaciones específicas de la operadora.

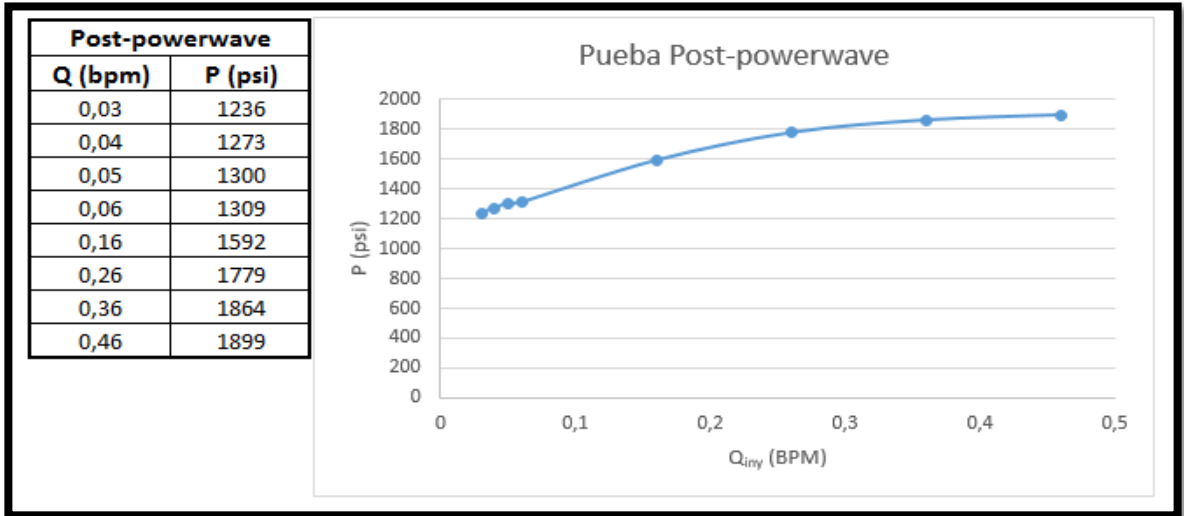
Gráfica 8. Prueba de inyektividad post-powerwave.



Fuente: OXY. Informe Técnico. 2015.

La prueba evidencia los siguientes resultados, que se traducen en la variación de la inyektividad en función del aumento de presión.

**Gráfica 9.** Comportamiento P vs. Qiny Prueba post-powerwave.



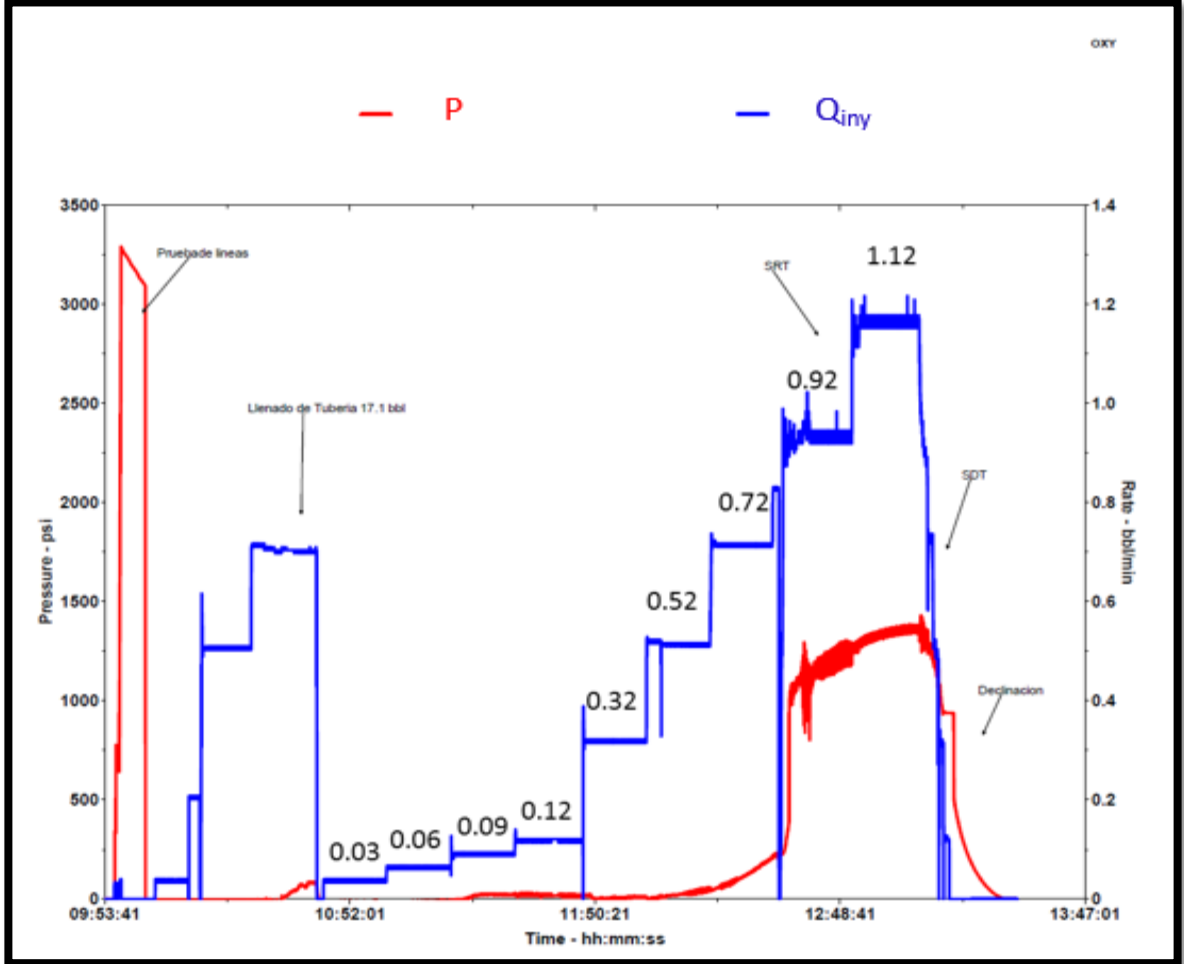
Como se muestra en la gráfica anterior, los valores de caudal en la prueba realizada aumentan comparándolos con los valores de la prueba pre-powerwave, aunque la presión está por encima de la presión de trabajo sugerida por la operadora (1500 psi). Esto evidencia que sí existió un mejoramiento en el problema de taponamiento, aunque se esperaba tener mejores resultados de la implementación de esta herramienta (aumentar el caudal de una manera significativa, sin superar la presión de trabajo sugerida por la operadora). Por este motivo, se decide realizar una operación de suaveo, con la intención de complementar todo el procedimiento de limpieza en la zona VI.

Posteriormente se procedió a realizar la operación de suaveo, la cual tiene como objetivo mejorar el caudal de inyección sin que la presión sea cercana a la presión de trabajo, restableciendo el índice de inyectividad para esta zona.

La siguiente prueba se llamará Post-suaveo + Powerwave.



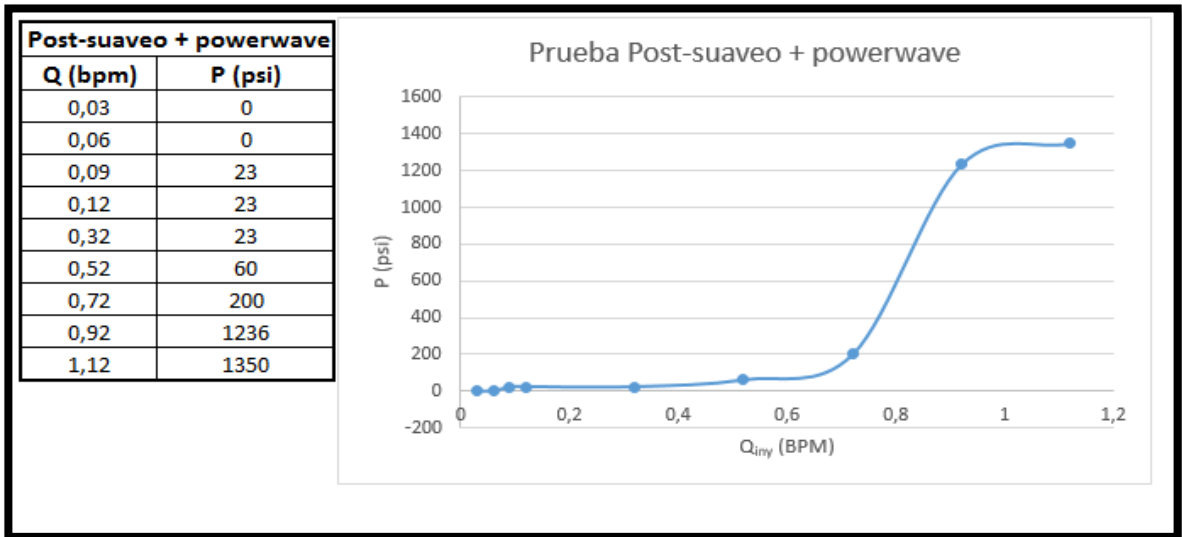
**Gráfica 10.** Prueba de inyectividad post-suaveo + powerwave.



**Fuente:** OXY. Informe Técnico. 2015.

La prueba evidencia los siguientes resultados, que se traducen en la variación de la inyectividad en función del aumento de presión.

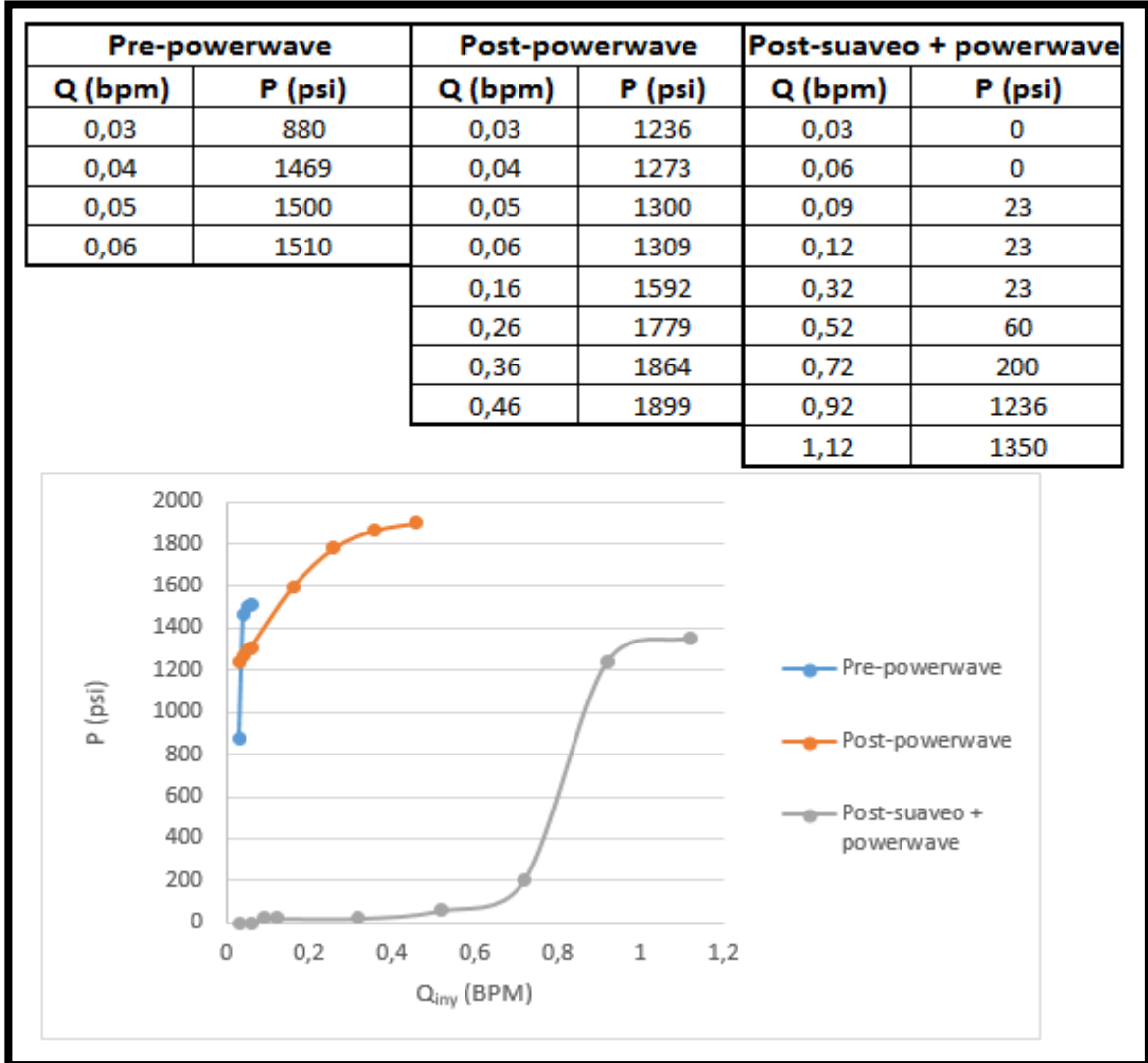
**Gráfica 11.** Comportamiento P vs. Qiny Prueba post-suaveo.



En la gráfica anterior se evidencian los buenos resultados de la implementación de la herramienta, ya que, el caudal aumenta de 0.06 BPM a 1.12 BPM en la Zona VI; haciendo énfasis en la presión que está por debajo de la presión de trabajo recomendada por el departamento de operaciones de la compañía operadora.

La siguiente gráfica nos mostrara un resumen de todas las operaciones hechas en la Zona VI del pozo inyector Topilo X1, con el fin de tener evidencia de los resultados que se obtuvieron con cada una de las pruebas durante las operaciones hechas allí. La herramienta fue de gran ayuda según los resultados, pero necesita complementarse con la operación de suaveo para que tenga un resultado aún mejor para la compañía.

**Gráfica 12.** Comparación pruebas de inyectividad de Zona VI en el Pozo inyector Topilo X1.



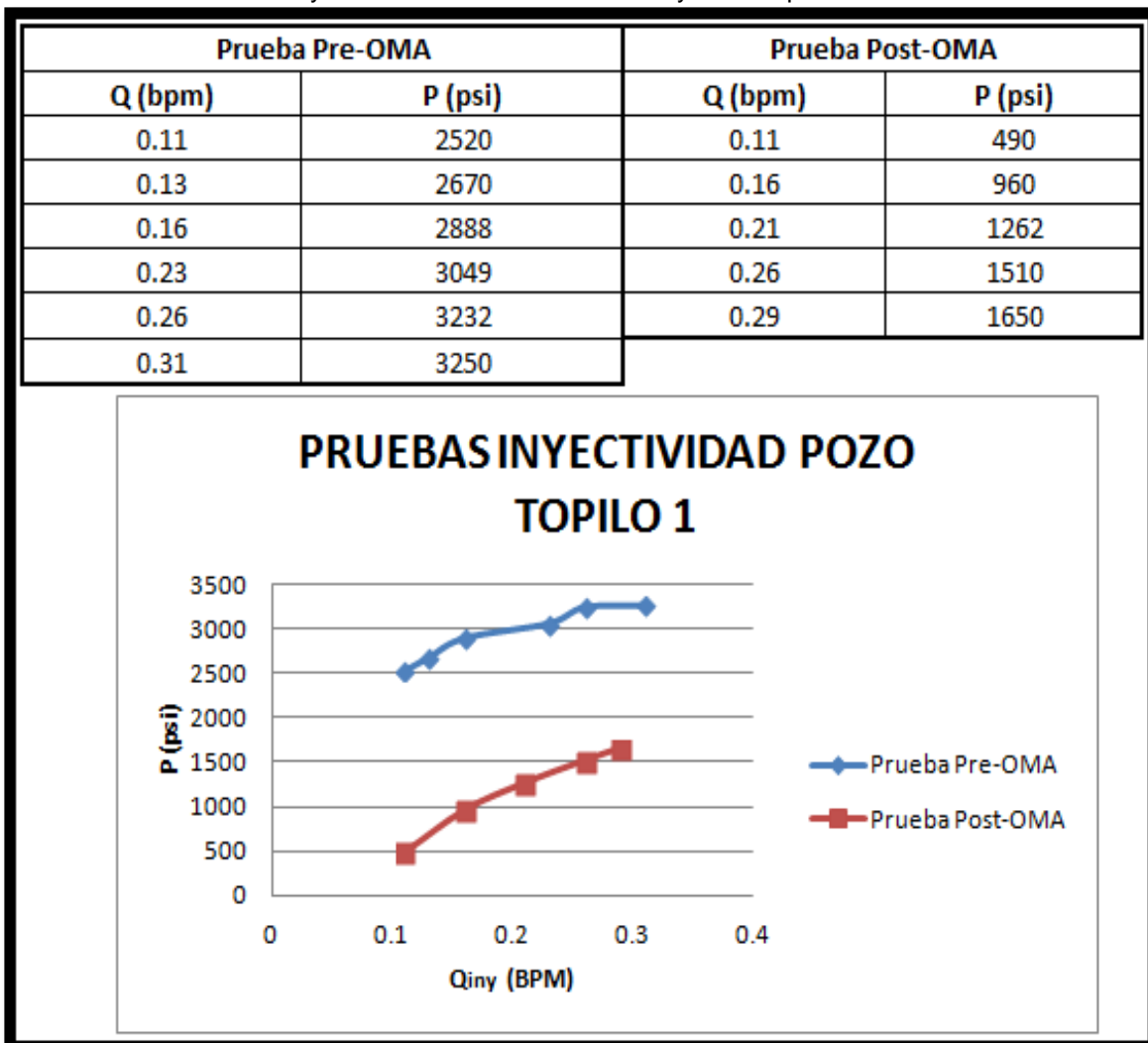
Finalmente, se evidencia la comparación de los resultados de las pruebas de inyectividad realizadas en la Zona VI para el Pozo inyector Topilo X1, donde se refleja el éxito de la operación en cuanto a la disminución de la presión en 1000 psi, restableciendo la inyectividad de la Zona VI, pasando de un caudal de 0.06 BPM a uno de 1.12 BPM sin superar la presión de trabajo sugerida.

Es necesario recalcar que la implementación de la herramienta pulsante SAN, junto con la operación de suaveo, evitó la necesidad de aplicar el tratamiento químico (OMA) para ésta Zona (donde estaba programado este proceso si la herramienta no tenía buenos resultados), debido a su excelente efecto sobre los problemas mencionados anteriormente.

## 6.1 COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA PULSANTE CON LA TECNOLOGÍA POWERWAVE CON LOS TRATAMIENTOS CONVENCIONALES DE ESTIMULACIÓN

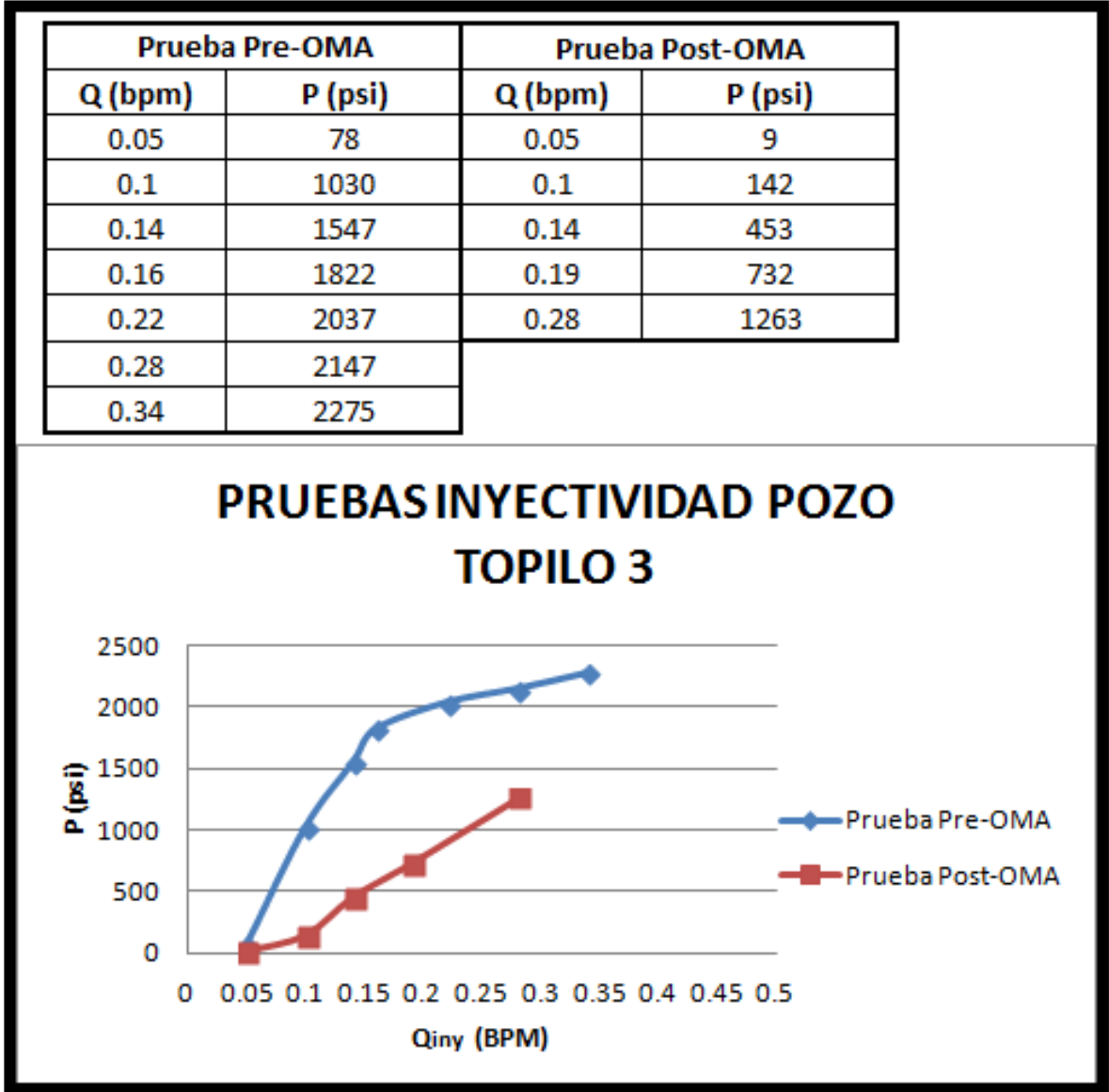
A continuación se presentaran los resultados obtenidos en las pruebas de inyectividad de 3 pozos (Pozo Topilo 1, Topilo 3 y Topilo 4) después de los procedimientos de estimulación con el tratamiento OMA.

**Gráfica 13.** Pruebas de inyectividad Zona II en el Pozo inyector Topilo 1.



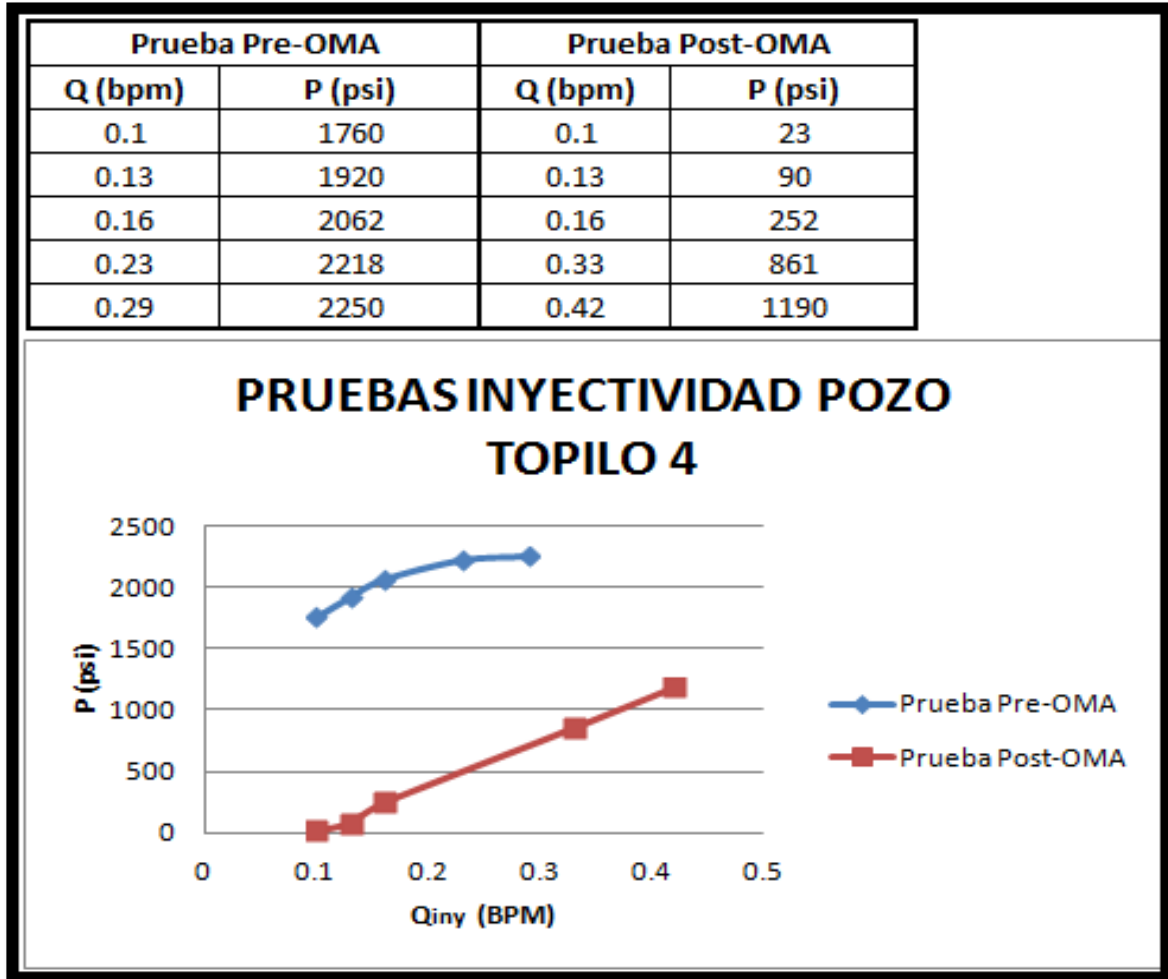
En la gráfica anterior se evidencia que los resultados del tratamiento OMA fueron buenos en el Pozo Inyector Topilo 1, ya que se ve reflejado una disminución general de la presión de aproximadamente un 65% con respecto a la presión inicial anterior a los trabajos de estimulación con este fluido.

**Gráfica 14.** Pruebas de inyectividad Zona VI en el Pozo inyector Topilo 3.



En la gráfica anterior se evidencia que los resultados del tratamiento OMA fueron muy buenos en el Pozo Inyector Topilo 3, ya que se ve reflejado una disminución general de la presión de aproximadamente un 72% con respecto a la presión antes de realizar el tratamiento con este fluido.

**Gráfica 15.** Pruebas de inyectividad Zona III en el Pozo inyector Topilo 4.



En la gráfica anterior se evidencia que los resultados del tratamiento OMA fueron muy buenos en el Pozo Inyector Topilo 4, ya que se ve reflejado una disminución general de la presión de aproximadamente un 90% con respecto a la presión antes de realizar el tratamiento con este fluido.

Luego de examinar el comportamiento de la inyectividad en los pozos inyectoros similares al Pozo Topilo X1, se considera que uno de los objetivos primordiales en los procesos de estimulación, es reducir la presión de operación durante el tratamiento. Además, con la implementación de la herramienta pulsante como prueba piloto en el pozo inyector Topilo X1, no sólo se redujo la presión de operación en 1000 psi, sino también se restablecieron los caudales de inyectividad para la Zona VI pasando de 0.06 BPM a 1.12 BPM, evitando así el tratamiento químico OMA.

La comparación entre una estimulación con herramienta pulsante (Pozo Topilo X1) versus la estimulación convencional (Pozos Topilo 1, Topilo 3 y Topilo 4), también se notará en ámbitos económicos, lo cual se evidenciará en el siguiente capítulo.

## 7. ANÁLISIS FINANCIERO

Actualmente en el Campo La Cira Infantas se presentan problemas en los pozos inyectoros, debido a que con el paso del tiempo, el índice de inyectividad ha decaído, haciendo que las condiciones de operación de todo el proceso de recobro mejorado por inyección de agua en el Campo, no sea óptimo.

En un pozo inyector del Campo en donde la tasa de inyectividad de agua estaba alcanzando valores muy cercanos a cero, se quiere restablecer aquella variable implementando una herramienta pulsante de limpieza en los intervalos perforados, que permita estimular y remover la mayor cantidad de residuos acumulados los cuales obstruyen el flujo de agua entre el pozo y las zonas de inyección en la formación. Para la selección de esta herramienta como posible solución al problema, se analizaron varios casos en otros campos petroleros del mundo, en donde existía el mismo problema, y con la implementación de la herramienta pulsante, se mejoraron los niveles de producción.

Para la evaluación financiera del presente proyecto, se tendrán en cuenta los siguientes aspectos: La unidad monetaria de valor constante será el dólar estadounidense; se utilizará la tasa de interés de oportunidad del proyecto la cual para OXY es del 15% anual; el tiempo del proyecto es de 2 años con periodos anuales; se evaluará con el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN); el enfoque del proyecto por parte de la compañía operadora es evitar posibles estimulaciones químicas en otros pozos inyectoros, y a su vez, realizar un análisis de costos de inversión y de operación con el objetivo de evaluar la viabilidad financiera del proyecto.

El análisis financiero del proyecto se llevará a cabo por dos escenarios:

1. Estado del pozo donde se contempla realizar una estimulación química. (Escenario 1)
2. Estado del pozo donde se implementa la herramienta pulsante de limpieza. (Escenario 2).

### 7.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Es la cantidad de dinero gastado en la adquisición o mejora de los bienes de capital de una empresa. El CAPEX es por lo tanto la cantidad de inversiones en equipos o instalaciones con el fin de mantener la producción de un producto o servicio o para mantener funcionando un negocio.

En la industria petrolera, las compañías operadoras suelen realizar trabajos de intervenciones a los pozos con el fin de reacondicionar el buen estado del mismo, estas son llamadas operaciones de "workover". Cada uno de los diferentes trabajos de workover es una inversión que efectúa la compañía operadora. En este proyecto, la compañía de servicios Lupatech alquila la herramienta a OXY para llevar a cabo la operación de estimulación en el pozo inyector. Para cada escenario existe un

análisis de costos de inversión diferente, debido a que el valor de la inversión inicial varía. Esta inversión se hará una única vez en el periodo 0 y como se dijo anteriormente será distinta para cada escenario; las inversiones iniciales de cada escenario se evidenciarán en las siguientes tablas. Se tiene que aclarar que el ítem correspondiente al servicio de equipo de perforación se refiere a todo el taladro con el fin de poder bajar la sarta de inyección con todas las herramientas necesarias para realizar la inyección selectiva en el pozo. Como también que el ítem correspondiente a otros servicios se refiere a operaciones que puedan surgir dentro de las mismas intervenciones tales como: operaciones de Slickline, operaciones con Wireline y operaciones con Coiled-tubing

- **Escenario 1.**

En el escenario 1, se tiene en cuenta una estimulación química convencional, la cual consiste en inyectar un ácido con el fin de crear más canales de flujo en la formación y así tener una mejor permeabilidad

**Tabla 10.** Costos de inversión escenario 1.

PERIODOS (ANUALES)	SERVICIO O BIEN A ADQUIRIR	(USD)	SERVICIOS O UNIDADES	(USD)
0	Servicio de Taladro	\$ 69,600	1	\$ 69,600
0	Sarta de Inyección	\$ 139,200	1	\$ 139,200
0	Equipos de Superficie	\$ 11,600	1	\$ 11,600
0	Estimulación Química	\$ 200,000	1	\$ 200,000
0	Otros servicios	\$ 88,600	1	\$ 88,600
0	Personal	\$ 7,000	1	\$ 7,000
<b>COSTO TOTAL DE INVERSIÓN</b>				<b>\$ 516,000</b>

**Fuente:** OXY. Informe Financiero. 2015.

- **Escenario 2.**

En el escenario 2 se tiene en cuenta la implementación de una herramienta pulsante, con el fin de remover y eliminar la suciedad que obstruye los intervalos perforados cerca a la cara de la formación.



**Tabla 11.** Costos de inversión escenario 2.

PERIODOS (ANUALES)	SERVICIO O BIEN A ADQUIRIR	(USD)	SERVICIOS O UNIDADES	(USD)
0	Servicio de Taladro	\$ 69,600	1	\$ 69,600
0	Sarta de Inyección	\$ 139,200	1	\$ 139,200
0	Equipos de Superficie	\$ 11,600	1	\$ 11,600
0	Herramienta Powerwave	\$ 16,000	1	\$ 16,000
0	Otros servicios	\$ 77,000	1	\$ 77,000
0	Personal	\$ 4,600	1	\$ 4,600
COSTO TOTAL DE INVERSIÓN				\$ 318,000

Fuente: OXY. Informe Financiero. 2015.

## 7.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Se refiere a los costos asociados con el mantenimiento de equipos y gastos de consumibles y otros gastos de funcionamiento necesarios para la producción y el funcionamiento del negocio.

De los costos de operación de la compañía operadora se presentaran solamente los asociados a operaciones dentro del pozo inyector y no asociadas a los pozos productores. A continuación se presentaran los costos operacionales que para cada periodo anual se presenta unos costos por mantenimiento por un valor de U\$25.000, el cual está asociado a la renta de varios equipos indispensables para el seguimiento del pozo, que tienen que ser rentados cada 6 meses y cada año respectivamente (Slickline y Coiled-tubing), con el fin de realizar “well service” en los pozos de manera rápida y eficiente. Estos costos son del total de la operación que se realizará en el pozo. Se debe recalcar que estas operaciones son iguales y se realizan las mismas veces para los 2 escenarios, estas serán representadas en la siguiente tabla:

**Tabla 12.** Costos de mantenimiento.

PERIODOS (ANUALES)	TIPO DE MANTENIMIENTO	COSTOS POR OPERACIÓN	NÚMERO DE MANTENIMIENTOS	(USD)	TOTAL (USD)
1	Coiled-Tubing	\$ 15,000	1	\$ 15,000	\$ 25,000
	Slickline	\$ 5,000	2	\$ 10,000	
2	Coiled-Tubing	\$ 15,000	1	\$ 15,000	\$ 25,000
	Slickline	\$ 5,000	2	\$ 10,000	

Fuente: OXY. Informe Financiero. 2015.

Los costos operativos también van ligados a los costos de levantamiento de los barriles producidos (lifting cost), que contempla costos de extracción, recolección, tratamiento, almacenamiento, fiscalización. Este costo tiene una variación en el tiempo debido a que se hace recuperación con inyección de agua, lo cual pasado

el tiempo, tendrá que realizarle un mejor tratamiento al petróleo para dejarlo en óptimas condiciones para su venta.

A continuación se mostrara en la tabla 13, el lifting cost para este caso.

**Tabla 13.** Lifting cost.

PERIODO (ANUALES)	LIFTING COST (USD/BBL)
1	\$ 10
2	\$ 12

**Fuente:** OXY. Informe Financiero. 2015.

A continuación se presentara la producción asociada a cada uno de los escenarios. Cabe recalcar que la producción esperada en el escenario 2 es la misma del escenario 1, debido a estudios realizados por OXY.

**Tabla 14.** Producción incremental.

PERIODOS (ANUALES)	PRODUCCIÓN BASE (BBL)	PRODUCCIÓN ESPERADA (BBL)	(BBL)
1	59,095	76,616	17,521
2	46,016	57,797	11,781

**Fuente:** OXY. Informe Técnico. 2015.

Se tienen que sacar los costos de producción asociados al lifting cost y a la producción incremental, lo cual mostrará la siguiente tabla:

**Tabla 15.** Costos de producción.

PERIODO (ANUALES)	LIFTING COST (USD/BBL)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL (BBL)	(USD)
1	\$ 10	17,521	\$ 175,210
2	\$ 12	11,781	\$ 141,372

Luego de realizar los costos de producción y los costos de mantenimiento, se suman para lograr sacar el total de los costos operativos, lo cual se mostrara en la siguiente tabla:

**Tabla 16.** Costos operacionales.

PERIODO (ANUALES)	COSTOS DE MANTENIMIENTO (USD)	COSTOS PRODUCCIÓN (USD)	(USD)
1	\$ 25,000	\$ 175,210	\$ 200,210
2	\$ 25,000	\$ 141,372	\$ 166,372

### 7.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

El precio del barril WTI (West Texas Intermediate) es empleado por la compañía para realizar los análisis financieros dentro de la misma, teniendo en cuenta que este precio esta ajustado al descuento por valor del transporte y de los factores de ajuste que rigen el precio del petróleo (Gravedad API y Acidez). La producción incremental de los escenarios, el precio de venta y la producción neta serán presentados a continuación:

**Tabla 17.** Precio de venta.

PERIODOS (ANUALES)	PRECIO BARRIL (USD)
1	40
2	55

**Fuente:** OXY. Informe Financiero. 2015.

Las regalías son una contraprestación económica que recibe el Estado por la explotación de un recurso natural no renovable cuya producción se extingue por el transcurso del tiempo. Las regalías pueden ser de dos tipos: directas e indirectas. Las primeras son aquellas que se pagan a las entidades territoriales donde se haga la explotación de un recurso natural, en este caso, hidrocarburos. Las segundas son aquellas regalías que se destinan a los proyectos regionales<sup>30</sup>.

Dentro de la Ley 756 de 2002, Artículo 16 se encuentra estipulado el pago de las regalías de acuerdo con el volumen de hidrocarburos líquidos producidos por día.

La ley establece que para las regalías se tomara en cuenta un porcentaje del 8%, para calcular los valores netos con los que se cuenta para realizar la evaluación financiera del proyecto.

<sup>30</sup> DEPARTAMENTO DE PLANEACIÓN NACIONAL. Las regalías en Colombia- Una herramienta para el fortalecimiento del control social. Ed. Imprenta Nacional de Colombia. Bogotá D.C.: Imprenta nacional de Colombia, 2004. p. 9.

**Tabla 18.** Producción neta.

PERIODOS (ANUALES)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL (BPA)	REGALIAS 8% (BPA)	PRODUCCIÓN NETA (BPA)
1	17,521	1,402	16,119
2	11,781	942	10,839

**Fuente:** OXY. Informe Financiero. 2015.

A continuación se presentaran los ingresos netos de cada uno de los escenarios con los datos que fueron utilizados en las tablas anteriores, con el fin de evaluar la viabilidad del proyecto.

Teniendo en cuenta que la producción incremental es la misma, se concluye que los ingresos serán los mismos para los dos escenarios mencionados anteriormente. Estos ingresos serán presentados en la siguiente tabla.

**Tabla 19.** Ingresos totales.

PERIODOS (ANUALES)	PRODUCCIÓN NETA (BPA)	PRECIO DE VENTA (USD)	(USD)
1	16,119	\$ 40	\$ 644,760
2	10,839	\$ 55	\$ 596,145

## 7.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Para determinar la viabilidad financiera de la implementación de la herramienta pulsante de limpieza en el pozo inyector Topilo X1, se tendrán en cuenta los siguientes indicadores.

**7.4.1 Tasa de interés de oportunidad (TIO).** La tasa interna de oportunidad o tasa de interés de oportunidad o tasa mínima de descuento, La TIO se define como “la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto”<sup>31</sup>.

Para calcular el Valor Presente Neto (VPN) para el siguiente proyecto se escogió una tasa del 15% anual la cual es utilizada en los proyectos de inversión por parte de la compañía Occidental de Colombia.

**7.4.2 Valor Presente Neto (VPN).** Este indicador matemático tiene como función medir la viabilidad de la implementación de la herramienta pulsante de limpieza en

<sup>31</sup> BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano, 2000. p. 197.

el pozo inyector Topilo X1, del Campo La Cira Infantas. La siguiente ecuación<sup>32</sup> ilustra el método indicado para el cálculo del Valor Presente Neto (VPN).

**Ecuación 5.** Valor presente neto.

$$VPN = -A + \frac{F}{(1+i)^n}$$

**Fuente:** CATACTORA, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la construcción. 2011. p. 7.

Dónde:

VPN: corresponde al Valor Presente Neto a calcular.

A: corresponde a la inversión realizada.

F: corresponde al valor del flujo de caja neto.

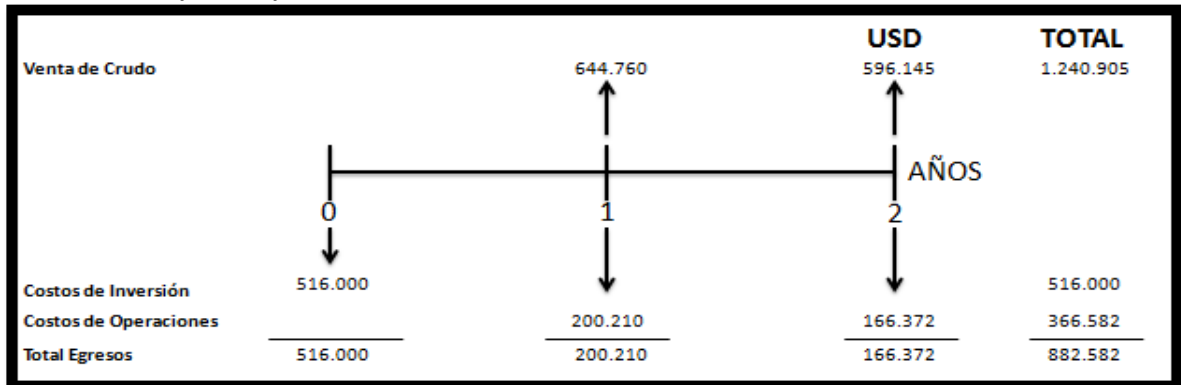
I: corresponde a la tasa de descuento la cual es la tasa de retorno que se necesita sobre una inversión, esta tasa es la encargada de descontar el monto capitalizado de interés del total de ingresos a percibir en el futuro.

n: corresponde al número de periodos que existen para la evaluación del proyecto.

El resultado se interpreta de la siguiente manera: Si el  $VPN > 0$ , el proyecto es viable porque en dólares de hoy, los ingresos son mayores que los egresos. Si el  $VPN < 0$ , significa que en dólares de hoy, los ingresos son menores que los egresos y por lo tanto el proyecto no debe realizarse; y si el  $VPN = 0$ , los ingresos serán iguales a los egresos y económicamente le será indiferente al inversionista.

- **Escenario 1.**

Gráfica 16. Flujo de caja escenario 1.



<sup>32</sup> CATACTORA, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la construcción. 2011. p. 7.

El flujo neto de caja definido como la diferencia entre la sumatoria de ingresos y la sumatoria de egresos para el periodo n está dado por la ecuación 6.

**Ecuación 6.** Flujo de caja.

$$F_n = \sum Ingresos_n - \sum Egresos_n$$

Aplicando la Ecuación 6 se establece el valor del flujo neto de caja para los periodos de evaluación del proyecto de la siguiente forma:

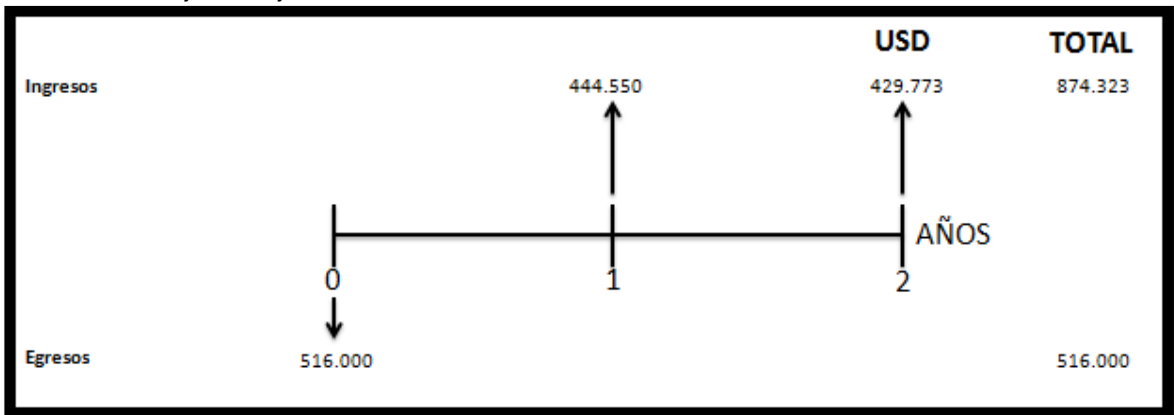
$$F_0 = \$0 \text{ USD} - \$518.000 = -\$516.000 \text{ USD}$$

$$F_1 = \$644.760 \text{ USD} - \$200.210 \text{ USD} = \$ 444.550 \text{ USD}$$

$$F_2 = \$596.145 \text{ USD} - \$166.372 \text{ USD} = \$ 429.773 \text{ USD}$$

En la Gráfica 17 se representa el flujo de caja neto para los periodos establecidos para el proyecto.

**Gráfica 17.** Flujo de caja neto escenario 1.



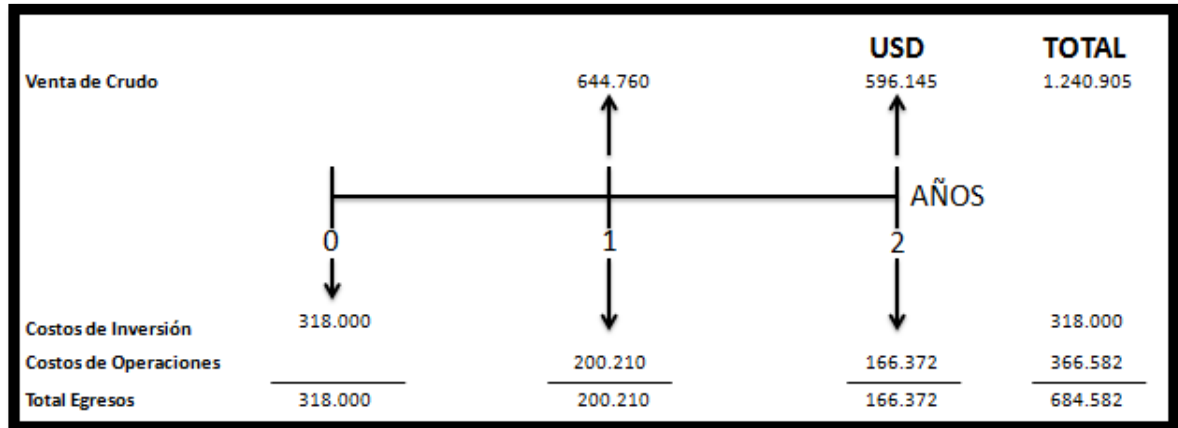
Al reemplazar los valores de la ecuación 5, se puede observar lo siguiente:

$$VPN_{(0.15)} = -516.000 + \frac{444.550}{(1+0.15)^1} + \frac{429.773}{(1+0.15)^2}$$

$$VPN_{(0.15)} = 195.535 \text{ USD.}$$

- **Escenario 2.**

**Gráfica 18.** Flujo de caja escenario 2.



Aplicando la Ecuación 6 se establece el valor del flujo neto de caja para los periodos de evaluación del proyecto de la siguiente forma:

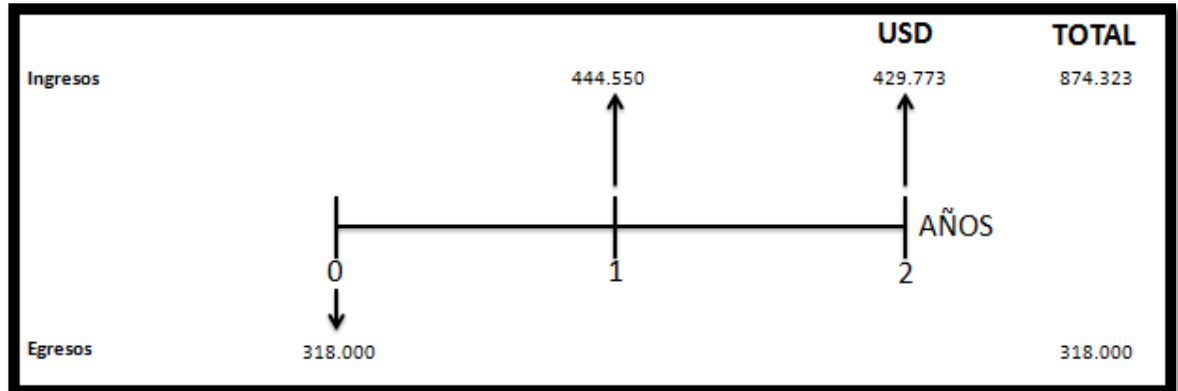
$$F_0 = \$0 \text{ USD} - \$318.000 \text{ USD} = -\$318.000 \text{ USD}$$

$$F_1 = \$644.760 \text{ USD} - \$200.210 \text{ USD} = \$444.550 \text{ USD}$$

$$F_2 = \$596.145 \text{ USD} - \$166.372 \text{ USD} = \$429.773 \text{ USD}$$

En la Gráfica 19 se representa el flujo de caja neto para los periodos establecidos para el proyecto.

**Gráfica 19.** Flujo de caja neto escenario 2.



Al reemplazar los valores de la ecuación 5, se puede observar lo siguiente:

$$VPN_{(0.15)} = -318.000 + \frac{444.550}{(1+0.15)^1} + \frac{429.773}{(1+0.15)^2}$$

$$VPN_{(0.15)} = 393.535 \text{ USD}$$

## **7.5 CONCLUSION FINANCIERA**

Desde el punto de vista financiero la mejor opción para la compañía Occidental de Colombia LLC en los siguientes dos años, es realizar trabajos de estimulación en el pozo inyector Topilo X1 que vayan acompañados de la implementación de la herramienta pulsante, ya que genera una ganancia extraordinaria superior en el 101% (\$198.000 USD), con respecto a la estimulación química. Esta ganancia extraordinaria es adicional a la tasa de interés de oportunidad, originada por menores costos de inversión.



## 8. CONCLUSIONES

- Actualmente en el Campo La Cira Infantas se encuentran patrones y arreglos de pozos que van de dos a siete pozos productores por cada inyector. El estado mecánico de los pozos inyectores del Campo, permite realizar el proceso de inyección selectiva, el cual permite inyectar el agua a la formación preferencialmente para obtener un barrido de crudo mucho más eficiente.
- En el Campo La Cira Infantas, la compañía operadora lleva a cabo los trabajos de estimulación en pozos inyectores cada dos años. En algunos casos, estas operaciones de estimulación incluyen ambos tratamientos (mecánico y químico) que pueden realizarse en cualquier pozo inyector del Campo, de acuerdo a la exigencia de cada pozo a intervenir.
- Los fluidos de estimulación utilizados los pozos inyectores del Campo La Cira Infantas, constan principalmente de: ácido clorhídrico (HCl) al 7.5%, mezcla de HCl con ácido fórmico y ácido acético, mezcla de ácido fórmico y ácido fluorhídrico (tratamiento Organic Mud Acid), un estabilizador de finos y una salmuera de cloruro de amonio al 3%.
- La baja eficiencia de los procedimientos operativos de estimulación en pozos inyectores del Campo La Cira Infantas se atribuye a la mala calidad del agua inyectada, la cual causa problemas de incrustaciones y migración de finos, que llevan a que aparezcan limitaciones en los mismos trabajos de estimulación.
- Después de la prueba post powerwave, se evidenció que la implementación de la herramienta pulsante SAN en el pozo inyector Topilo-X1, generó una disminución en los gradientes de presión con respecto a la primera prueba (pre-powerwave). Sin embargo, los valores de presión se sostienen bastante cercanos a la presión de trabajo, en la que no quiere incurrir la operadora.
- Luego de la implementación de la herramienta pulsante SAN, se requiere la operación de suaveo para que se logre mantener la inyectividad y la presión en el tiempo requeridos en la Zona VI, la cual fue el intervalo candidato a la estimulación química.
- La acción combinada de la corrida de la herramienta pulsante con la tecnología powerwave más la operación de suaveo, evidencia una reducción de la presión requerida para inyección cercana a 1000 psi respecto a la prueba inicial (pre-powerwave).
- La prueba final (post powerwave + suaveo) muestra un aumento en la inyectividad de la zona VI de 0.06 BPM a 1.12 BPM.
- La implementación de la herramienta pulsante SAN acompañada de la operación de suaveo en el pozo inyector Topilo X1, evitó la necesidad del tratamiento químico OMA en la Zona VI, debido a sus excelentes resultados.
- Desde el punto de vista financiero la mejor opción para la compañía Occidental de Colombia LLC en los siguientes dos años, es realizar trabajos de estimulación en el pozo inyector Topilo X1 que vayan acompañados de la implementación de la herramienta pulsante, ya que genera una ganancia extraordinaria superior en el 101% (\$198.000 USD), con respecto a la estimulación química. Esta ganancia

extraordinaria es adicional a la tasa de interés de oportunidad, originada por menores costos de inversión.

- Pasados 6 meses desde la ejecución del proyecto, la tasa de inyectividad junto con la presión del pozo se han mantenido en condiciones estables.
- Gracias a la utilización de la herramienta pulsante SAN no hay una afectación al medio ambiente debido a que no se utiliza ácido en el proceso de estimulación.

## 9. RECOMENDACIONES

- Realizar en periodos trimestrales monitoreos de la presión y la inyektividad del pozo inyector Topilo X1, con el objetivo de evaluar la eficiencia de la corrida de la herramienta en el tiempo.
- Se requiere la aplicación de ésta tecnología en otro pozo con problemas similares, en conjunto con la operación de suaveo, con el fin de ratificar los resultados obtenidos en la prueba piloto de la implementación de la herramienta pulsante SAN.
- Realizar investigaciones que lleven a suplir la operación de suaveo, como complemento esencial en la corrida de la herramienta.
- En otros pozos inyectores candidatos a la estimulación, la implementación de la herramienta pulsante SAN junto con la operación de suaveo, puede originar ahorros significativos en cuanto al uso de productos químicos.

## BIBLIOGRAFIA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012.

BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano, 2000.

CATACORA, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la construcción. 2011.

DEPARTAMENTO DE PLANEACIÓN NACIONAL. Las regalías en Colombia- Una herramienta para el fortalecimiento del control social. Ed. Imprenta Nacional de Colombia. Bogotá D.C.: Imprenta nacional de Colombia, 2004.

CRABTRE M; ESLINGER D; FLETCHER P. Et al. La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención. USA. 1999.

DE PORTA, Jaime. Léxico estratigráfico de Colombia. Paris. Centre National de la Reserche Scientifique: 1974.

ESCOBAR J. C. M; SÁNCHEZ A. Et al. An Effecting Accelerated Pulsing Injection Method for Restoring Injectivity in Waterflood Fields with Selective Injection Systems with Side-Pocket Mandrels and Control Flow Valves. USA. 2014.

FORREST, Craig Jr. Aspectos de la ingeniería de la inyección de agua. New York. 1982.

HOUSTEX. Consultado [en línea] <<http://www.binning-oil-tools.com.ar>>.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización, Bogotá: el Instituto, 2008, p.1.

\_\_\_\_\_. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá: el Instituto, 2008, p.12.

\_\_\_\_\_. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá: el Instituto, 1998, p.12.

ISLAS, Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. México. 1991.

JACOB, C.E. Flow of Ground Water. In Engineering Hydraulics, H. Rouse, ed., John Wiley and Sons, New York. 1950.

JULIVERT, Manuel. Léxico Estratigráfico de Colombia. París. Centre National de la Reserche Scientifique: 1968.

MORENO CRUZ, Andrés Mauricio. "Metodología para la evaluación técnica en proyectos de inyección de agua con sartas selectivas, aplicada a la fase piloto en campo tabú (Ecopetrol). Bucaramanga 2011.

OCCIDENTAL DE COLOMBIA. Informe financiero. 2015.

\_\_\_\_\_. Informe Técnico. 2015.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela.2001,

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Consultado [en línea]. <  
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/>>.

Secondary and Tertiary Oil Recovery Processes. Interstate Oil Compact Commission. Oklahoma. 1978.

SPINLER, E.; BALDWIN, B. En Surfactant: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry; en SCHRAMM, L: L.; American Chemical Society; Washington, DC, 1999.

TEXPROIL S.R.L. consultado [en línea]. <[www.texproil.com.ar/](http://www.texproil.com.ar/)>.

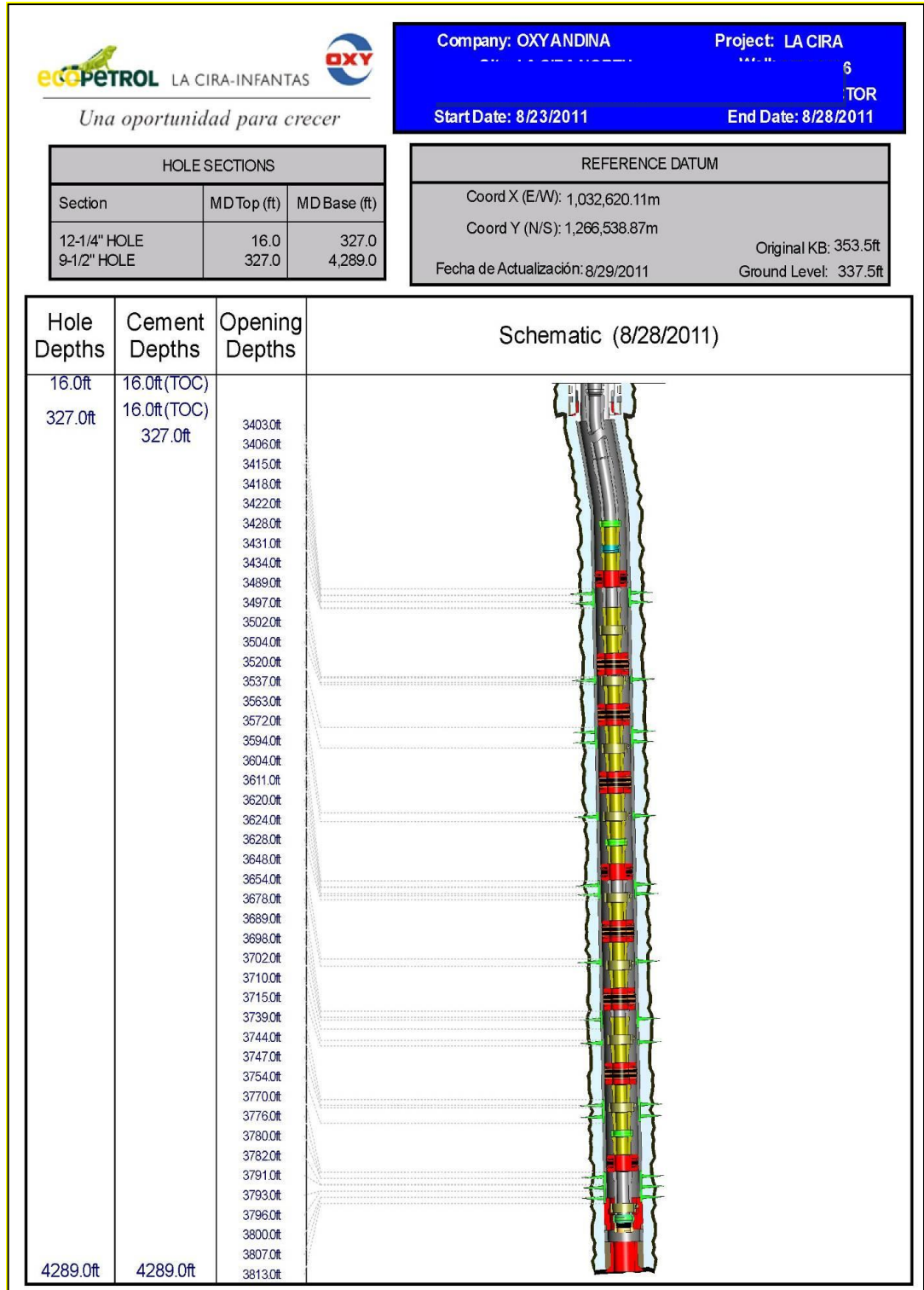
THAKUR Ganesh y SATTER Abdus. Integrated Waterflood Asset Management. 1998.

\_\_\_\_\_. Integrated Waterflood Asset Management, 1998 En Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

# **ANEXOS**

## ANEXO A

### ESTADO MECÁNICO DEL POZO INYECTOR TOPILO-X1.



HOLE SECTIONS		
Section	MD Top (ft)	MD Base (ft)
12-1/4" HOLE	16.0	327.0
9-1/2" HOLE	327.0	4,289.0

REFERENCE DATUM	
Coord X (E/W): 1,032,620.11m	
Coord Y (N/S): 1,266,538.87m	
Fecha de Actualización: 8/29/2011	ORIGINAL KB 353.5ft Ground Level: 337.5ft

PERFORATIONS							
Start Date: 8/24/2011 00:00				Contractor: HALLIBURTON			
Method:				Conveyed: WIRELINE			
Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Shot Density (shol/ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Charge Desc	Interval Type
8/25/2011 00:00	3,403.0	3,406.0	8.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED
8/25/2011 00:00	3,415.0	3,418.0	8.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED
8/25/2011 00:00	3,422.0	3,428.0	8.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED
8/25/2011 00:00	3,431.0	3,434.0	8.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED
8/25/2011 00:00	3,489.0	3,497.0	4.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED
8/25/2011 00:00	3,502.0	3,504.0	8.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED
8/25/2011 00:00	3,520.0	3,537.0	4.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED
8/25/2011 00:00	3,563.0	3,572.0	4.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED
8/25/2011 00:00	3,594.0	3,604.0	8.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED
8/25/2011 00:00	3,611.0	3,620.0	4.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED
8/25/2011 00:00	3,624.0	3,628.0	4.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED
8/25/2011 00:00	3,648.0	3,654.0	4.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED
8/25/2011 00:00	3,678.0	3,689.0	4.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED
8/25/2011 00:00	3,698.0	3,702.0	4.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED
8/25/2011 00:00	3,710.0	3,715.0	8.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED
8/25/2011 00:00	3,739.0	3,744.0	8.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED
8/25/2011 00:00	3,747.0	3,754.0	4.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED
8/24/2011 00:00	3,770.0	3,776.0	8.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED
8/24/2011 00:00	3,780.0	3,782.0	8.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED
8/24/2011 00:00	3,791.0	3,793.0	8.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED
8/24/2011 00:00	3,796.0	3,800.0	8.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED
8/24/2011 00:00	3,807.0	3,813.0	8.00	HOLLOW STEEL EXPENDABLE	4.875		PERFORATED

CASINGS									
SURFACE CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD(in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
PUP JOINT	16.0	23.1	1	9.625	36.00	K-55	B TC	8.921	8.765
CASING JOINT(S)	23.1	320.5	8	9.625	36.00	K-55	B TC	8.921	8.765
FLOAT SHOE	320.5	322.0	1	9.625	36.00	K-55	B TC	8.921	8.765
PRODUCTION CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD(in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
PUP JOINT	16.0	24.2	1	7.000	26.00	N-80	B TC	6.276	6.151
CASING JOINT(S)	24.2	4,239.2	114	7.000	26.00	N-80	B TC	6.276	6.151
FLOAT COLLAR	4,239.2	4,240.2	1	7.000	26.00	N-80	B TC	6.276	6.151
CASING JOINT(S)	4,240.2	4,277.5	1	7.000	26.00	N-80	B TC	6.276	6.151
FLOAT SHOE	4,277.5	4,279.0	1	7.000	26.00	N-80	B TC	6.276	6.151

WELLBORE OBSTRUCTIONS		
Date	Type	Desc.



HOLE SECTIONS		
Section	MD Top (ft)	MD Base (ft)
12-1/4" HOLE	16.0	327.0
9-1/2" HOLE	327.0	4289.0

REFERENCE DATUM	
Coord X (E/W): 1,032,620.11m	
Coord Y (N/S): 1,266,538.87m	
Fecha de Actualización: 8/29/2011	ORIGINAL KB 353.5ft Ground Level 337.5ft

WELLBORE EQUIPMENT										
PACKER ASSEMBLY (RETRIEVABLE)										
Component Name	Joints	Top MD (ft)	Blm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)	Condition	
TUBING HANGER	1	16.0	16.6	6.125	2.990		EUE			NEW
CROSSOVER	1	16.6	17.4	3.750	2.440		EUE			NEW
TUBING JOINT(S)	107	17.4	3,347.9	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
SAFETY JOINT	1	3,347.9	3,348.9	3,875	2,438		EUE			NEW
PUP JOINT	1	3,348.9	3,357.0	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
SEATING NIPPLE	1	3,357.0	3,357.9	3,625	2,310		EUE			NEW
PUP JOINT	1	3,357.9	3,366.0	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
PACKER (SINGLE HYDR)	1	3,366.0	3,371.5	6,060	2,441		EUE			NEW
TUBING JOINT(S)	2	3,371.5	3,433.8	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
PUP JOINT	1	3,433.8	3,443.9	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
SIDE POCKET MANDREL	1	3,443.9	3,453.5	5,500	2,360		EUE			NEW
PUP JOINT	1	3,453.5	3,461.2	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
PACKER	1	3,461.2	3,465.0	6,060	2,441		EUE			NEW
TUBING JOINT(S)	1	3,465.0	3,496.1	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
SIDE POCKET MANDREL	1	3,496.1	3,505.7	5,500	2,360		EUE			NEW
PUP JOINT	1	3,505.7	3,515.4	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
PACKER	1	3,515.4	3,519.2	6,060	2,441		EUE			NEW
PUP JOINT	2	3,519.2	3,533.4	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
SIDE POCKET MANDREL	1	3,533.4	3,543.0	5,500	2,360		EUE			NEW
PUP JOINT	1	3,543.0	3,548.7	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
PACKER	1	3,548.7	3,552.5	6,060	2,441		EUE			NEW
PUP JOINT	1	3,552.5	3,562.6	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
SIDE POCKET MANDREL	1	3,562.6	3,572.2	5,500	2,360		EUE			NEW
PUP JOINT	1	3,572.2	3,577.9	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
SAFETY JOINT	1	3,577.9	3,578.8	3,875	2,438		EUE			NEW
PUP JOINT	1	3,578.8	3,584.9	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
PACKER (SINGLE HYDR)	1	3,584.9	3,590.5	6,060	2,441		EUE			NEW
TUBING JOINT(S)	1	3,590.5	3,621.7	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
SIDE POCKET MANDREL	1	3,621.7	3,631.2	5,500	2,360		EUE			NEW
PUP JOINT	1	3,631.2	3,638.9	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
PACKER	1	3,638.9	3,642.7	6,060	2,441		EUE			NEW
PUP JOINT	1	3,642.7	3,648.8	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
SIDE POCKET MANDREL	1	3,648.8	3,658.4	5,500	2,360		EUE			NEW
PUP JOINT	1	3,658.4	3,662.0	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
PACKER	1	3,662.0	3,665.9	6,060	2,441		EUE			NEW
TUBING JOINT(S)	1	3,665.9	3,697.0	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
PUP JOINT	1	3,697.0	3,705.1	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
SIDE POCKET MANDREL	1	3,705.1	3,714.6	5,500	2,360		EUE			NEW
PUP JOINT	1	3,714.6	3,722.3	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
PACKER	1	3,722.3	3,726.2	6,060	2,441		EUE			NEW
PUP JOINT	2	3,726.2	3,742.4	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
SIDE POCKET MANDREL	1	3,742.4	3,751.9	5,500	2,360		EUE			NEW
PUP JOINT	1	3,751.9	3,755.6	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
SAFETY JOINT	1	3,755.6	3,756.6	3,875	2,438		EUE			NEW
PUP JOINT	1	3,756.6	3,760.7	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
PACKER (SINGLE HYDR)	1	3,760.7	3,766.2	6,060	2,441		EUE			NEW
TUBING JOINT(S)	2	3,766.2	3,828.4	3,500	2,440	N-80	EUE	6.50		NEW
SIDE POCKET MANDREL	1	3,828.4	3,838.0	5,500	2,360		EUE			NEW
TUBING JOINT(S)	2	3,838.0	3,899.9	3,500	2,441	N-80	EUE	6.50		NEW
LANDING NIPPLE	1	3,899.9	3,900.8	3,875	2,180		EUE			NEW
WL RE-ENTRY GUIDE	1	3,900.8	3,901.3	3,500	2,500		EUE			NEW

WELLBORE OBSTRUCTIONS		
Date	Type	Desc.