

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA DE  
INYECCIÓN DE AGUAS PRODUCIDAS EN EL BLOQUE CANAGUARO**

**CLAUDIA KATIUSKA CARBONELL DE LOS REYES  
MARINA MERCEDES MÁRCELES CORONADO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA DE  
INYECCIÓN DE AGUAS PRODUCIDAS EN EL BLOQUE CANAGUARO**

CLAUDIA KATIUSKA CARBONELL DE LOS REYES  
MARINA MERCEDES MÁRCELES CORONADO

**Monografía de Grado para optar al Título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

**Director**

M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2013**

## DEDICATORIA

*A Dios, por llevarme de su mano a lo largo de mi vida siempre llenándome de alegría y gozo. A mi mamá, quien en medio de todas sus preocupaciones me dio la posibilidad de brillar, brindándome todo su amor y apoyándome en todos y cada uno de mis días.*

*Y a Don Michael Realini, quien seguramente ni siquiera podrá leer estas palabras, pero de quien siempre viviré agradecida porque esto no hubiese sido posible sin su colaboración; porque gracias a él pude conocer las maravillas del sector de los hidrocarburos.*

*Marina Márceles Coronado.*

*A mis padres, que me han enseñado que en la educación está la mejor herramienta para construir mi propio camino.*

*Claudia Carbonell D.*

## **AGRADECIMIENTOS**

*Gracias muy especiales a John Dominguez ingeniero de producción de Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia, quien dedicó largas horas de su valioso tiempo en asesorías, a los ingenieros Omar Camilo Martínez, Oscar Quirós e Ingenieros de Omega Energy Colombia por todas las atenciones durante el proceso de elaboración de este proyecto. Gracias a mi novio Cesar Alberto Leal Quirós por su apoyo y colaboración. Y un lugar especial a todos los que de una manera u otra me ofrecieron su apoyo moral para concluir esta obra.*

*Marina Márceles Coronado.*

*A Michael, gracias por todo.*

*Claudia Carbonell D.*

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1.MARCO TEORICO	18
1.1 METODOS DE DISPOSICION	18
2.ASPECTOS TÉCNICOS	21
2.1ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO LOS TEQUES	21
2.2PRODUCCION CANAGUAY -1	23
3.ASPECTOS ECONOMICOS	27
3.1SISTEMA DE INYECCIÓN	29
3.2 PRESUPUESTO DEL SISTEMA DE INYECCIÓN	30
4.ASPECTOS LEGALES	33
5.CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	36
6.FUENTES DE CONSULTA	37
6.1Bibliografía	37
6.2 Cybergrafía académica	37
6.3Cybergrafía	37
6.4Notas no compiladas	38
ANEXOS	39

## LISTA DE TABLAS

<b><u>Tabla N° 1</u></b> .....	<b>24</b>
Datos de producción mensual y acumulado del pozo Canaguay 1. Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia -2013	
<b><u>Tabla N° 2</u></b> .....	<b>27</b>
Costos actuales de Disposición de Agua del pozo Canaguay-1. Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia -2013	
<b><u>Tabla N° 3</u></b> .....	<b>30</b>
Capex. Cantidades escritas en USD, con base en la mejor cotización recibida (Proveedores: Petrotiger, Weatherford, Ingeniería y Tecnología de Servicios, SAR Energy). Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia -2013	
<b><u>Tabla N° 4</u></b> .....	<b>31</b>
Opex. Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia -2013	
<b><u>Tabla N° 5</u></b> .....	<b>31</b>
Proyección de galones por Minuto de agua a inyectar en el proyecto. Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia -2013	
<b><u>Tabla N° 6</u></b> .....	<b>32</b>
Especificaciones de Bomba triplex. Fuente: Cotización National Oilwell Varco y Gardner Denver.	

## LISTA DE FIGURAS

<b><u>Figura N° 1</u></b> .....	<b>22</b>
Estado mecánico del pozo Los Teques. Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia -2009.	
<b><u>Figura N° 2</u></b> .....	<b>25</b>
Datos de producción del pozo Canaguay-1. Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia-2013	
<b><u>Figura N° 3</u></b> .....	<b>26</b>
Acumulados de producción y BSW del pozo Canaguay-1. Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia-2013	
<b><u>Figura N° 4</u></b> .....	<b>26</b>
Curva de declinación Pozo Canaguay-1. Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia-2013	
<b><u>Figura N° 5</u></b> .....	<b>29</b>
Diseño sistema de inyección. Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia-2013	
<b><u>Figura N° 6</u></b> .....	<b>35</b>
Zona de Inyección propuesta. Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia -2009.	

## LISTA DE ANEXOS

<b><u>Anexo A</u></b> .....	<b>39</b>
Análisis del agua	

<b><u>Anexo B</u></b> .....	<b>40</b>
Flujo de caja	

## GLOSARIO

- **API:** "American Petroleum Institute", formada en 1917 para organizar la industria petrolera, a fin de ordenar la demanda de petróleo durante la primera guerra mundial. Es una organización sin fines de lucro, que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera en su relación con gobierno y otros.
- **Cementación:** Proceso por el cual se bombea al pozo una mezcla de cemento que al fraguarse o endurecerse proporciona sustentación a la tubería de revestimiento dando hermeticidad contra la filtración de fluidos de formación.
- **Campo:** proyección en superficie del conjunto de yacimientos de hidrocarburos con características similares y asociados al mismo rasgo geológico.
- **Corte de agua:** representa el porcentaje de agua que se produce con un barril de petróleo.
- **Formación:** se refiere a estratos rocosos homogéneos de cualquier tipo, usados particularmente para describir zonas de roca penetrada durante la perforación.
- **Fracturamiento:** es una forma de permitir el acceso a los poros de la formación que contiene hidrocarburos. Se dirige fluido a alta presión hacia la roca, causando su ruptura. Para mantener la ruptura abierta se emplean aditivos (agentes de sostén).
- **Fracturación:** Forma de abrir artificialmente una formación para incrementar la permeabilidad y el flujo de petróleo al fondo del pozo. Los métodos de fracturación son:
  - a) Por acidificación, a través de la inyección de ácidos para disolver depósitos de caliza.
  - b) Por explosión, aplicando cargas explosivas para quebrar la formación.
  - c) Hidráulica, con el bombeo de líquidos a presión para abrir la formación.

- **Grado API:** clasificación para petróleo con propósitos particulares en función de su densidad. Numéricamente el valor es obtenido de la fórmula: 
$$A = \frac{141.5}{\text{Grav. Espec.}} - 131.5$$

Rehabilitación de Pozos (RA/RC): operación programada que se realiza con fines de reestablecer y/o mejorar la capacidad del intervalo productor de un pozo, o de cambiar el horizonte de producción por otro ubicado a mayor o menor profundidad. Presenta el esfuerzo requerido para ejecutar trabajos de estimulaciones, reparaciones, recañoneo y/o terminación a pozos.
- **Petróleo:** una mezcla líquida de muchas sustancias, principalmente compuestas de hidrógeno y oxígeno. El petróleo crudo varía en apariencia desde incoloro hasta completamente negro, tiene una capacidad calorífica entre 18,300 a 19,500 Btu por libra y una gravedad específica entre 0.78 y 1.00 (correspondiente a 50° API y 10° API, respectivamente). De acuerdo a su gravedad se clasifican en:

  - Crudo Liviano > 30° API.
  - Crudo Medio 22-30°API.
  - Crudo Pesado < 22° API.
- **Pozo:** hoyo que ha sido terminado apropiadamente con los aditamentos requeridos, para traer a la superficie la producción de gas y/o petróleo de un yacimiento.
- **Pozo abandonado:** un pozo que actualmente no está produciendo, debido a que fue originalmente seco (dry hole) o debido a que ha cesado de producir. La regulación peruana requiere que los pozos abandonados sean taponados para prevenir la contaminación de petróleo, gas o agua desde un estrato hacia otro.
- **Producción:** Todo tipo de actividades en el Area de Contrato o fuera de ella en la que resulte necesario, cuya finalidad sea la extracción y manipuleo de hidrocarburos y que incluye la operación y reacondicionamiento de pozos, instalación y operación de equipos, tuberías, sistemas de transporte y almacenamiento, tratamiento y medición de hidrocarburos y todo tipo de métodos de recuperación primaria y secundaria.
- **Permeabilidad:** es la conductividad de un cuerpo poroso a los fluidos o capacidad de los fluidos para desplazarse entre los espacios que conectan los poros de una masa porosa.

- **Porosidad:** Porcentaje del volumen total de una roca constituido por espacios vacíos. La porosidad efectiva es el volumen total de los espacios porosos interconectados de manera que permitan el paso de fluidos a través de ellos.
- **Yacimiento:** Superficie debajo de la cual existen uno o más reservorios que estén produciendo o que se haya probado que son capaces de producir hidrocarburos. : acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el petróleo la parte intermedia y el agua la parte inferior.

## RESUMEN

### TITULO:

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUAS PRODUCIDAS EN EL BLOQUE CANAGUARO\*

### AUTORES:

CLAUDIA CARBONELL DE LOS REYES  
MARINA MARCELES CORONADO\*\*

### PALABRAS CLAVE:

Inyección de Agua, Costos, Requisitos Legales

Los asuntos ambientales en todo el mundo cada vez adquieren mayor importancia debido al restablecimiento de la conciencia colectiva. Asimismo, se está concentrando mayor atención sobre las actividades individuales dentro de las compañías exploradoras y productoras de hidrocarburos tanto privadas como públicas.

Debido al impacto que puede generar el mal manejo y disposición de las aguas como principal producto residual del petróleo, sumado con las inconformidades y desacuerdos de las comunidades aledañas por los métodos utilizados para realizar esta dispersión de agua, hoy por hoy, los entes gubernamentales están solicitando a éstas compañías que demuestren su compromiso con la protección del medio ambiente por medio de la adopción de técnicas ambientales adecuadas.

Con el fin de que la gerencia de Santa Maria Petroleum Inc. pueda alcanzar aumentos en los márgenes de rentabilidad mejorando la eficiencia de las operaciones en el campo Canaguaro, y de continuar con el desarrollo de procesos ambientalmente favorables, se ha considerado como alternativa de manejo y disposición de aguas producidas, construir un sistema de inyección en el pozo no productor (Los Teques), utilizando el mecanismo de bombeo; por lo cual en esta evaluación se prevé estudiar los costos actuales por tratamiento y disposición de dichas aguas producidas en el Campo Canaguaro, los costos para la construcción del sistema de inyección, costo de las operaciones de mantenimiento y restauración del sitio para ejecutar la actividad; teniendo en cuenta toda la información técnica como son calidad del agua, sensibilidad de los caudales de inyección, permeabilidad relativa, volúmenes de fluidos y demás datos técnicos que sean requeridos para alcanzar los propósitos trazados.

---

\*Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Samuel Muñoz.

## SUMMARY

### TITLE:

ECONOMICAL AND TECHNICAL EVALUATION FOR THE CONSTRUCTION OF AN INDUSTRIAL WATER INJECTION SYSTEM IN THE CANAGUARO-BLOCK\*

### AUTHORS:

CLAUDIA KATIUSKA CARBONELL DE LOS REYES  
MARINA MERCEDES MARCELES CORONADO\*\*

### KEYWORDS:

Water Injection, Costs, Legal Requirements

Environmental issues worldwide increasingly become more important due to the restoration of awareness and concern of its current state. Also is focusing more attention on individual activities within exploration companies and oil producing both private and public.

Water is the main waste product of the oil industry, due to the impact that can generate the mismanagement and water disposal, along with disagreements of surrounding communities by the methods used to perform this dispersion of water today, government agencies are asking these companies to demonstrate its commitment to environmental protection through the adoption of techniques and / or procedures environmental appropriated.

In order that management of Santa Maria Petroleum Inc can achieve increases in profit margins improving efficiency of operations in Canaguaro-Block, and likewise, continue the development of environmentally friendly processes, it has been considered as an alternative for handling and disposal of produced water, build an injection system in the well no producer ("Los Teques"), using the pumping mechanism, by which this evaluation is planned to study the current costs for treatment and disposal of such water produced Field Canaguaro, the construction costs of the injection system, cost of maintenance in its life and restoring the site to execute the activity, taking into account all technical information such as water quality, sensitivity of injection rates, relative permeability , fluid volumes and other technical data that are required to achieve the purposes outlined.

---

\* Work degree

\*\* Faculty of Physical Chemistry Engineering. School of Petroleum Engineering. Director Samuel Muñoz.

## INTRODUCCIÓN

Uno de los grandes inconvenientes que presenta hoy en día el desarrollo de la industria petrolera del país, y en especial en la cuenca de Los Llanos, está directamente relacionado con la disipación de agua en el terreno, producto de la explotación de hidrocarburos; ya que a medida que aumentan estas actividades industriales, los campos en desarrollo presentan en sus pozos incrementos considerables en su porcentaje de Basic Sediment and Water (BSW) —unidad de medida del contenido de agua en el crudo tratado— llegando a niveles superiores al 70%. Todo esto, aunado con las inconformidades y desacuerdos de las comunidades aledañas de la cuenca por los métodos utilizados para realizar esta dispersión de agua, además de la negativa de las autoridades ambientales competentes para seguir otorgando permisos de disposición a través de aspersión o vertimientos directos en cuerpos de agua como ríos y quebradas, y, que aun cumpliendo a cabalidad con la normatividad, sigue siendo un problema que se consigan los permisos necesarios.

Adicional a los inconvenientes anteriormente citados, el país enfrenta un problema de infraestructura en el sistema de oleoductos, pues la capacidad de transporte del crudo por este medio no es suficiente para la cantidad de producción que se obtiene, ocasionado una alta demanda de equipo automotor para transporte de hidrocarburos disminuyendo la disponibilidad de equipos para el transporte de agua. Finalmente y debido a las largas temporadas invernales de la zona, la infraestructura vial de influencia no se encuentra en óptimas condiciones y los costos de mantenimiento y de operación de los carrotanques se ha incrementado de forma significativa.

Con la intención de mantener las buenas relaciones con las comunidades de la región y reducir los costos actuales, surge la necesidad de buscar opciones técnicamente y económicamente viables para la disposición de aguas de producción; dentro de las cuales se ha encontrado una alternativa factible: construir de un sistema de inyección de aguas producidas, por lo cual el objetivo de esta monografía es evaluar la factibilidad técnico económica del diseño y construcción de dicho sistema de inyección, por medio de un análisis estadístico de los datos de producción y parámetros legales, en su etapa exploratoria y productiva, con el fin de determinar una relación costo-beneficio de esta alternativa.

# 1. MARCO TEORICO

## 1.1 METODOS DE DISPOSICION

Anteriormente, se disponía del agua salada o producida de forma tal que causaba serios problemas ambientales. Los efectos de muchos de los problemas no fueron notados rápidamente debido a la naturaleza de la descarga del producto (agua) y porque muchas de las descargas ocurrieron en zonas remotas y de poca población.

Algunos de los métodos de disposición de aguas de producción que se han utilizado a través del tiempo son:

- Descarga sin control a la superficie
- Descarga sin control en agua dulce
- Descarga controlada en la superficie
- Descarga controlada en aguas superficiales
- Evaporación
- Descarga sin control en ambientes marinos costeros
- Descarga controlada en ambientes marinos costeros
- Descarga en aguas profundas (sin mareas)
- Inyección por el espacio anular
- Inyección en pozo poco profundo
- Inyección en pozo profundo
- Inyección para mantenimiento de presión, recuperación secundaria

Con el propósito de determinar cuál es método más apropiado para este proyecto a continuación se describen los métodos de inyección existentes:

-Inyección por el espacio anular

La inyección por el espacio anular es lo mismo que la inyección en pozo sumidero o poco profundo pues el fluido se dirige a la primera zona permeable debajo de la primera tubería de revestimiento. Además, los controles de la cementación de la primera tubería de revestimiento no se adecuan a la disposición de las aguas, y si la tubería de revestimiento se perforó hace algún tiempo y bien podría estar desgastada hasta el punto de falla.

-Inyección en pozo poco profundo

En los casos de los pozos poco profundos hay que considerar el riesgo de contaminación de las capas freáticas y que el agua potable subterránea aumenta obviamente a medida que disminuye la profundidad de inyección.

-Inyección en pozo profundo

La inyección de agua a zonas profundas, no asociadas (a una profundidad de más de 1.800mt.) se ha utilizado por varios años en muchas zonas.

-Inyección para mantenimiento de presión, recuperación secundaria

Los fluidos son reinyectados para apoyar la recuperación adicional de petróleo del campo. Cuando la disposición produce daño al medio ambiente, se exigen programas correctivos a la industria. Estos programas probablemente requerirán altos niveles de desembolso, multas y otras medidas punitivas, la demostración de que los métodos de disposición propuestos evitarán problemas adicionales y de que las opciones de tratamiento para la corrección de los problemas causados son las más adecuadas.

Luego de haber revisado los diferentes métodos de disposición, se ha determinado que el sistema de inyección es el que debemos utilizar para este proyecto, puesto que, la disposición de agua producida en cuerpos de agua superficial incrementa las concentraciones de cloruros, sulfatos, alcalinidad, dureza, metales y sólidos suspendidos afectando la calidad de sus aguas y adicionalmente no se tienen los permisos del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT).

Por otra parte la temperatura del área de influencia y del país en general no es tan alta para disponer de las aguas producidas por medio de la evaporación, además utilizando dicho método las sales y sólidos disueltos permanecerían en la fosa de evaporación.

Con un sistema de inyección lograríamos evitar impactar dichos cuerpos, contribuyendo con la recuperación de la calidad del agua de los ríos; por otra parte, los equipos y la tecnología para su implementación son muy conocidos y de fácil adquisición; y como hemos mencionado, contamos con un pozo en abandono disponible para el desarrollo del proyecto.

Sin embargo, en cualquier proyecto de inyección existe el riesgo potencial de la comunicación vertical del agua residual inyectada con acuíferos más superficiales, bien sea por el fracturamiento del estrato confinante durante el proceso de inyección, por mal sello de la formación confinante o por efecto geológico (como fracturas y fallas comunicantes). Para controlar y minimizar el riesgo mencionado, los parámetros de inyección considerados para la disposición del agua residual no sobrepasarán los límites

de presión, que podrían conducir el fracturamiento de la formación confinada. Además, se deben revisar los registros de cementación del pozo, para así poder monitorear el proceso de inyección. El caudal y presión del agua inyectada, así como la calidad del fluido a disponerse en la formación objetivo serán controlados permanentemente, a fin de prevenir posibles taponamientos en la formación donde se dispondrá el agua producida y en consecuencia desencadenen diversos problemas operativos. De ocurrir el taponamiento de la formación confinada, el agua inyectada podría migrar hacia la superficie y alcanzar acuíferos superiores, con el consecuente daño ecológico; en cuyo caso consideramos que la reforestación reestablecería la dinámica subterránea, al restaurar la capacidad de infiltración y recuperar la recarga del acuífero.

Actualmente en el pozo Los Teques no se han realizado pruebas de inyectividad, sin embargo, la zona tentativa para dicha operación está comprendida entre los intervalos desde 4.000' hasta 12.300' (ver figura No.1), ésto como resultado de la información obtenida durante perforación del mismo (ripios, perdidas de circulación, entre otras) por la que se determinó que eran las zonas apropiadas para los fines de inyección.

Se deben realizar pruebas de inyectividad, definidas como procedimientos realizados para establecer la tasa y presión a las cuales los fluidos pueden ser inyectados a una unidad geológica determinada sin fracturarla; ya que algunas unidades receptoras podrían presentar sensibilidad a sólidos disueltos. En otras palabras, con estas pruebas se determina la capacidad de recepción de la unidad elegida. Dependiendo de los resultados de estas pruebas, se podrían utilizar uno de los siguientes sistemas:

1. Si se selecciona solamente una zona de interés se haría una inyección convencional, sea ésta profunda o somera.
2. En caso de haber dos zonas de interés, se podrá inyectar de manera convencional en la zona más profunda y en los intervalos someros la inyección se realizaría a través del espacio anular de determinados revestimientos de 13 3/8" y 9 5/8", en ciertos intervalos de hueco revestido no cementado de la formación Guayabo(ver figura No.1).

(Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia -2012)

## **2. ASPECTOS TÉCNICOS**

### **2.1 ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO LOS TEQUES**

El pozo “Los Teques” (perforado hasta la profundidad de 14.128 pies) está localizado en la vereda El Viento en la jurisdicción municipal de Tauramena, en el departamento de Casanare. El pozo está a 350 metros al oriente del pozo “Fortaleza”. La perforación del pozo se llevó a cabo con el equipo OIME 2000 de Parker Drilling Co., 216 y se inició el día 24 de noviembre de 1985 y terminó después de 150 días, alcanzando los objetivos programados.

Este pozo se perforó con el propósito de determinar la calidad y cantidad de hidrocarburos que se habían detectado en la formación Mirador en el pozo “Fortaleza” y de explorar los posibles yacimientos de las formaciones Gachetá: Areniscas inferiores del cretáceo superior. Estos objetivos se lograron parcialmente, ya que el pozo se terminó 850 ft dentro de la formación areniscas inferiores. Desafortunadamente, si bien operacionalmente y geológicamente se lograron los objetivos propuestos, los resultados desde el punto de vista de producción de hidrocarburos fueron negativos.

La ubicación del pozo se obtuvo por medio de la información recolectada del pozo “Fortaleza” y basada en los mapas estructurales de tiempo (isócronos) elaborados a partir de un programa de prospección sísmica llevada a cabo a finales de 1989.

La construcción de la localización, contrapozo, reconstrucción y mantenimiento de las vías de acceso al pozo se llevaron a cabo a partir de la segunda quincena de febrero de 1990. Es un área cercana a 8 hectáreas de terreno, que comprendía la construcción de grandes piscinas para captación y almacenamiento seguro de aguas lluvias y de lodos de perforación, evitando la contaminación con aguas de esteros y jagüeyes, además de la piscina de almacenamiento de aguas para el sistema de contra-incendio.

Para la conservación y mantenimiento de las principales vías de acceso al pozo y a las regiones de interés para las operaciones mantuvo bajo contrato una motoniveladora, la que permitió durante los trabajos, un flujo ininterrumpido de los materiales, herramientas y equipos que se emplearon en la perforación del pozo “Los Teques”.

(Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia 2012)

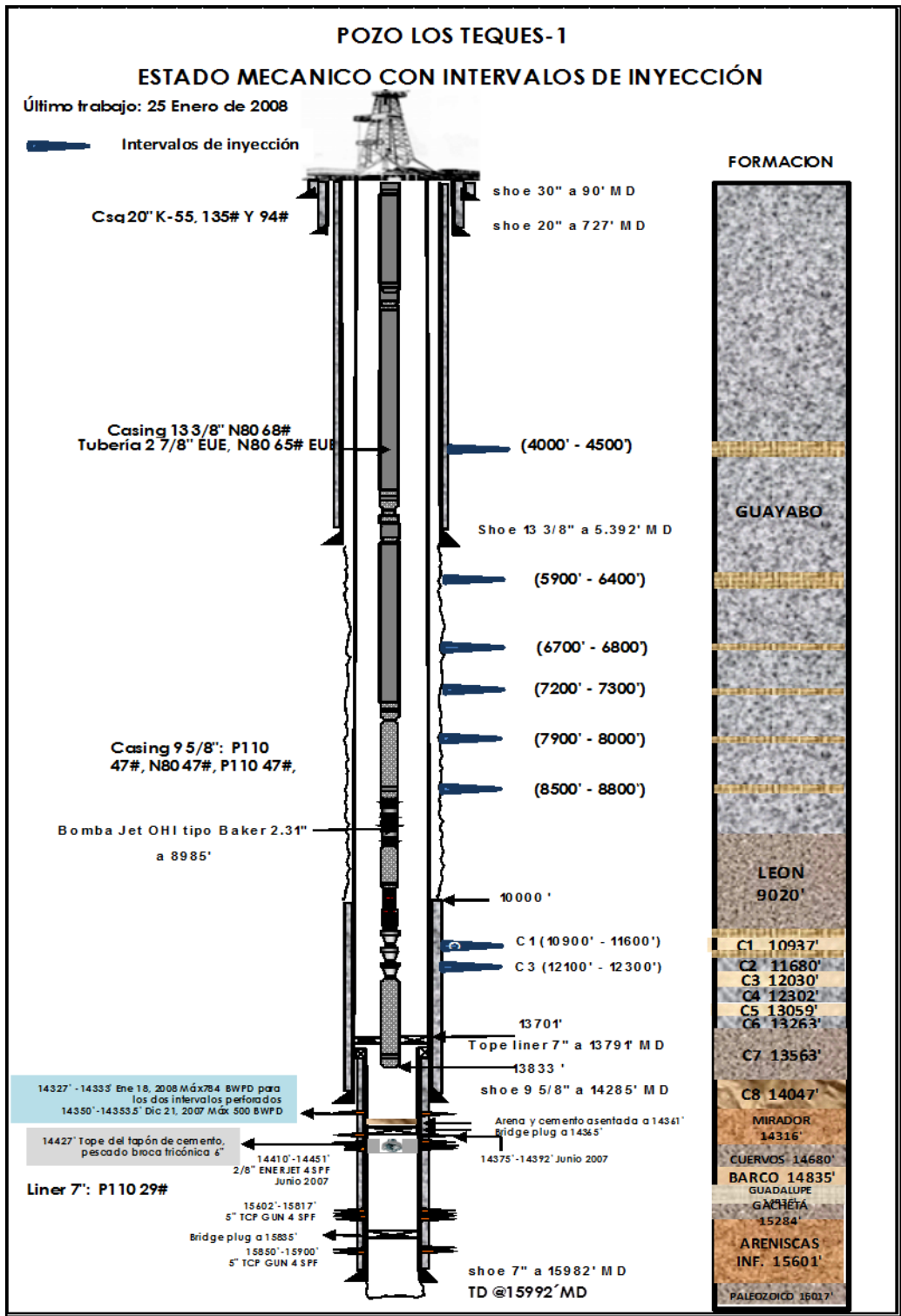


Figura N° 1 Estado mecánico del pozo Los Teques. Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia -2009.

## 2.2 PRODUCCION CANAGUAY -1

El Pozo CANAGUAY -1 fue perforado verticalmente entre el 3 de junio y el 06 de Agosto de 2010, hasta una profundidad total de 15.850'. Se corrieron registros eléctricos a la zona de interés adicional a los registros corridos en las otras secciones del pozo. Se cañonearon y probaron (DST) 7 zonas de interés, determinando como formación de interés la formación Mirador (productora comercial de hidrocarburos), se completó el pozo en la formación productora Mirador con un sistema de levantamiento artificial de bombeo electro sumergible.

La prueba extensa se inició el día 03 de mayo del 2011, con una prueba de pre-arranque de producción para el pozo Canaguay-1, el pre-arranque se extendió hasta el 07 de mayo del 2011, donde se estuvo evaluando el pozo en su potencial por flujo natural, fluyendo el pozo por el tubing y por el anular, se evaluó el potencial del pozo con el sistema de levantamiento artificial y se probaron las facilidades tempranas de producción instaladas en campo. Se realizaron los ajustes y adecuaciones electro-mecánica necesarias para el buen desempeño de la prueba extensa.

A la fecha ACTUAL el pozo Canaguay-1, presenta una relación de fluidos producción con un crudo de gravedad API de 21<sup>º</sup>, con un corte de agua del 60%. Produciendo bajo la modalidad de bombeo electrosumergible a una frecuencia de 50Hz y un choke de FULL OPEN", la producción acumulada de aceite ACTUAL es de 306.445 BO, con una producción promedio de aceite de 500 BOPD, un acumulado de producción de agua de 292.261 BW con una producción promedio de agua de 700 BWPD, la producción acumulada de gas es de 60.574 KPCS con una producción promedia de gas de 166KPCS. (Ver Tabla 1 y gráficas 1 y 2).

Meses	STB (Stock tank barrel)					
t (tiempo)	qi (Caudal de Aceite)	qw (Caudal de Agua)	Oil Cum (Petroleo acumulado producido)	Water Cum (Agua acumulada producida)	Fluidos Totales	% Bsw (%Basic Sediment and Water)
0	7908	1755	7908	1755	9663	18%
1	12266	4472	20174	6227	16738	27%
2	14004	5321	34178	11548	19325	28%
3	10882	5393	45060	16941	16275	33%
4	11146	7161	56206	24102	18307	39%
5	6145	3806	62351	27908	9951	38%
6	28512	13557	90863	41465	42069	32%
7	18249	8714	109112	50179	26963	32%
8	23252	12122	132364	62301	35374	34%
9	3781	2144	136145	64445	5925	36%
10	9587	8142	145732	72587	17729	46%
11	6422	5585	152154	78172	12007	47%
12	34651	23077	186805	101249	57728	40%
13	11356	10013	198161	111262	21369	47%
14	5156	11124	203317	122386	16280	68%
15	8165	12433	211482	134819	20598	60%
16	34	2031	211516	136850	2065	98%
17	18557	31647	230073	168497	50204	63%
18	19396	29002	249469	197499	48398	60%
19	18240	27434	267709	224933	45674	60%
20	14402	23284	282111	248217	37686	62%
21	9247	19284	291358	267501	28531	68%
22	15087	24760	306445	292261	39847	62%

Tabla N° 1 Datos de producción mensual y acumulado del pozo Canaguay 1

Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia -2013

El comportamiento del pozo Canaguay-1 presenta muchas variaciones en su curva de producción debido a que lo largo de su desarrollo se han tenido que realizar muchos workovers por diferentes motivos, el primero se realizó desde el 20 de Octubre hasta el 29 de Octubre de 2011, el motivo fue el cambio de la bomba electro sumergible debido a taponamiento por material orgánico y tratamiento químico a la formación con el fin de estimularla y aumentar su producción.

El segundo fue hecho desde el 07 de Febrero hasta 14 de Marzo de 2012 con motivo de cambio de la bomba electro-sumergible por taponamiento con material orgánico y cambio de profundidad de la misma. Luego de esta intervención el pozo produjo durante 12 días y falló la bomba por taponamiento. El promedio de aceite que produjo en esos 12 días fue de 751 BOPD.

El tercer workover se realizó desde 27 de Marzo hasta 24 de Abril de 2012 para cambiar la bomba electro-sumergible por taponamiento con material orgánico, cambio de profundidad de la misma y tratamiento químico a la formación con el fin de estimular la producción.

Después de efectuada esta operación la producción se dio durante 51 días dejando un promedio de 1021 BOPD.

El cuarto workover inició 15 de Junio hasta 14 de Julio de 2012, motivado por el cambio de la bomba electro-sumergible por taponamiento con material orgánico y cambio de profundidad de la misma.

Efectuado este servicio el pozo duro produciendo durante 48 días, dando una producción promedio de 278 BOPD.

El quinto y último workover se realizó desde 03 de Septiembre hasta 29 de Septiembre de 2012, para cambiar la bomba electro-sumergible por taponamiento con material orgánico, cambio de profundidad de la misma, recañoneo a la formación productora y tratamiento químico a la formación con el fin de estimular la producción.

Estas fechas de workover se ven reflejadas en la figura siguiente la cual representa la producción de fluidos del pozo Canaguay 1 en el transcurso de toda su vida productiva.

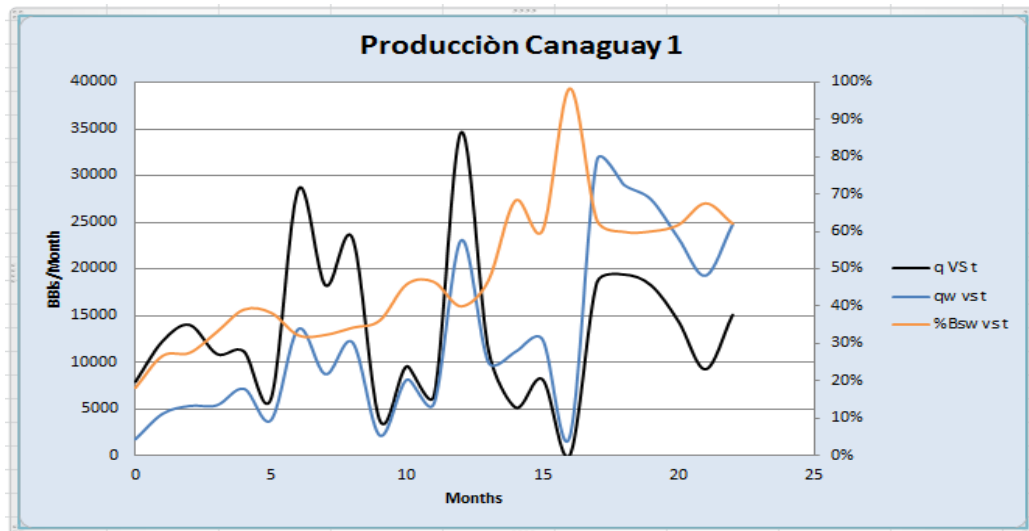


Figura N° 2 Datos de producción del pozo Canaguay-1. Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia-2013

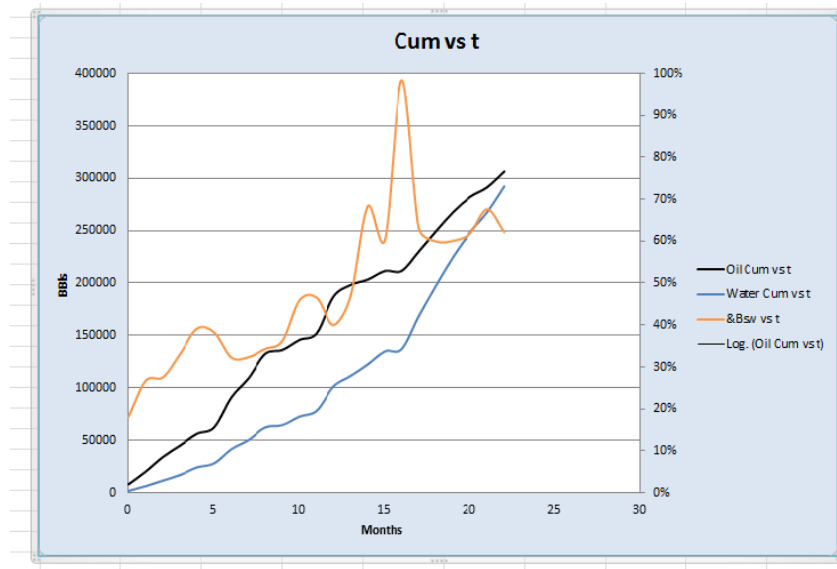


Figura N° 3 Acumulados de producción y BSW del pozo Canaguay-1

Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia-2013

Según los resultados obtenidos de las evaluaciones geológicas preliminares hechas por la compañía y de las ecuaciones de balance y materia que mostraban las estimaciones de producción y la cantidad de reservas recuperables esperadas de este campo (Ver gráfica No.3 ), y soportados a su vez en las proyección obtenidas través de las curvas de declinación con los ajustes de los datos de producción, se definió que en total el Bloque Canaguaro cuenta con 4.000.000 Bbl. de reservas recuperables, de la cuales con el pozo Canaguay-1 sólo se podrían extraer 500.000 BBl, de los cuales hasta la fecha solo se han podido recuperar 306.445 Bbl. (Ver gráfica No.3).

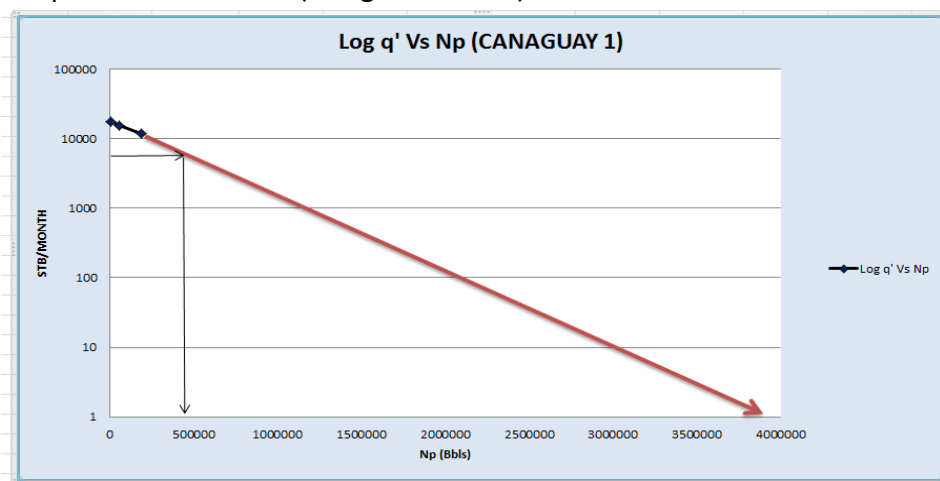


Figura N° 4 Curva de declinación Pozo Canaguay-1

Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia-2013

### 3. ASPECTOS ECONOMICOS

El modelo de la evaluación económica está basado en un análisis comparativo entre los costos actuales de transporte y tratamiento para la disposición de las aguas industriales en una planta operada por una compañía externa (Método A) y los costos operativos estimados para la inyección del agua en el pozo Los Teques (Método B) en dólares americanos.

COSTOS DE DISPOSICION DE AGUA DEL POZO CANAGUAY-1				
	UoM	Valor Unitario		Valor Unitario
Tansporte	Bbl	\$ 4.444,44		\$ 2,47
Tratamiento	Bbl	\$ 3.400,00		\$ 1,89
Coso Total				\$ <b>4,36</b>

Tabla N° 2 Costos actuales de Disposición de Agua del pozo Canaguay-1. Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia -2013

La determinación de los costos en cada uno de los sistemas está basado, por una parte en el pronóstico del total de los fluidos de producción con una identificación de la porción de agua y la porción de crudo del pozo Canaguay-1 que actualmente se encuentra en producción y de los pozos que se planean perforar en el futuro y por otro lado en los costos de operación unitarios determinados en cada uno de los sistemas.

Los siguientes supuestos son tenidos en cuenta para el análisis del modelo económico:

- El comportamiento de la producción de los pozos que se estiman perforar sea similar al de la producción actual y proyectada del pozo Canaguay-1, dado que son parte del mismo bloque.
- Los costos de disposición de agua permanecerán fijos a través de todo el proyecto.
- La producción del bloque aumentará al perforar pozos adicionales.

Las herramientas utilizadas para el desarrollo del modelo económico son las siguientes:

Partiendo en el mes 0 con una producción de BSW del 62% y basándonos en la proyección estimada para éste a lo largo de la vida del proyecto se determinan que los costos totales del que denominamos Método A se han estimado en un total de US \$ 20.3 Millones y los

costos estimados del llamado Método B se estimaron en US \$ 11 millones (Ver anexo No.2).

Se ha determinado un flujo de caja neto por periodo hasta la fecha en la que se estima la suspensión de la producción por el abandono del campo y consecuentemente se ha determinado el Valor Presente Neto utilizando 3 diferentes tasas de oportunidad para simular 3 diferentes niveles de riesgo. El VPN de los flujos de efectivo se determinó en US \$ 6.9 Millones, US \$ 6.5 y US \$ 5.3 a una tasa de oportunidad de 10 %, 13%, y 20% efectiva anual respectivamente. (Ver Anexo No.2).

Se realiza la estimación del punto de equilibrio del enfoque propuesto para determinar cual es la producción de agua en la que el proyecto es rentable.

Por otra parte se realizó el análisis de la tasa interna de retorno basada en el flujo de caja anteriormente mencionado con el objeto de determinar la posible rentabilidad del proyecto versus el costo de oportunidad del mercado; adicionalmente con el método de payback simple se determinó el tiempo en el que se recuperaría la inversión inicial de ser llevado a cabo el proyecto. (Ver anexo No.2).

Una vez este determinadas el VPN de los flujos de caja netos y la TIR se comparan con con el valor de las inversiones iniciales para determinar la viabilidad económica del proyecto.

### 3.1 SISTEMA DE INYECCIÓN

Para la implementación del sistema de inyección en la batería de producción se requiere instalar tanques de gran capacidad para recibir el agua producida antes de la derivación hacia el pozo inyector; luego construir la línea de inyección de agua, desde la batería hasta el pozo inyector (en esta fase se realizarán pruebas de presión hidráulica). Esta línea será tendida por el mismo derecho de vía de la línea de producción anterior. El agua a reinyectar será impulsada por bombas que actúan como booster, para mantener la presión en toda la línea desde la batería hasta el pozo y se realizarán pruebas de bombeo. Finalmente, se instalará el sistema de instrumentación en tanques, líneas y bombas de envío, y se realizarán pruebas del sistema. En la plataforma del pozo, inicialmente se requiere la construcción de losas para la instalación de bombas horizontales, para inyección e instalación de sistemas de control de caudales (Variador). El procedimiento operativo se da inicialmente con la llegada del agua a los tanques de recepción de donde es direccionada hacia unos tanques desnatadores donde se logra separar la nata de aceite restante del agua y así obtener agua con bajos niveles de concentración de aceites & grasas, luego esta se pasa a los tanques de reposo y así mismo es subsonida por las bombas de inyección para aumentar la presión y en estas condiciones es que se tomará el agua para reinyectarla al subsuelo.

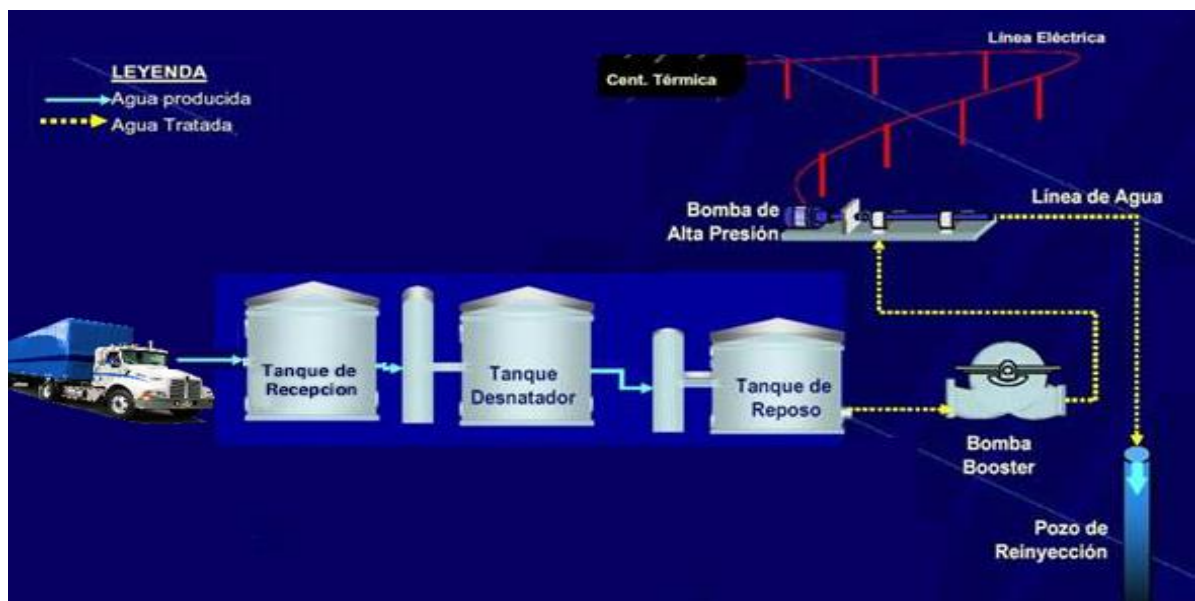


Figura N° 5 Diseño sistema de inyección.

Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia-2013

### 3.2 PRESUPUESTO DEL SISTEMA DE INYECCIÓN

#### CAPEX

PRESUPUESTO CANAGUARO POZO LOS TEQUES-1, INYECCIÓN				
Descripción	Und.	Cant.	VALOR (US\$)	
			Unitario	TOTAL
<b>Obras Civiles</b>				<b>\$ 196.850</b>
Mantenimiento de carreteras.	Km	8	\$ 2.200	\$ 17.600
Arreglo localización	Global	1	\$ 150.000	\$ 150.000
Riego de vía	Día	45	\$ 650	\$ 29.250
<b>Evaluación y control ambiental.</b>				<b>\$ 30.000</b>
Supervisión de HSE y Social	Día	60	\$ 500	\$ 30.000
<b>Equipos de Prueba de Inyección</b>				<b>\$ 260.000</b>
Alquiler y servicios diarios	Día	60	\$ 3.500	\$ 210.000
Equipos cabeza de pozo	Global	1	\$ 5.000,00	\$ 5.000
Equipos de fondo de pozo	Global	0	\$ 0,00	\$ 0
Equipo de Superficie (obras mecánicas de las líneas de inyección)	Global	1	\$ 45.000,00	\$ 45.000
Fluidos reacondicionamiento	Global	0	\$ 0,00	\$ 0
<b>Combustible.</b>	<b>Galon</b>	<b>1.200</b>	<b>\$ 4,00</b>	<b>\$ 4.800</b>
<b>Taladro para reacondicionamiento</b>				<b>\$ -</b>
Alquiler diario	Día	0	\$ 0	\$ 0
Movilización y desmovilización	Global	0	\$ 0	\$ 0
<b>Personal Técnico</b>				<b>\$ 24.000</b>
Ingeniero de Operaciones	Día	10	\$ 800	\$ 8.000
Programación	Global	1	\$ 16.000	\$ 16.000
Registros eléctricos	Global	0	\$ 0	\$ 0
Cementación, squeezes, tapones	Global	0	\$ 0	\$ 0
Inspección tubería	Global	0	\$ 0	\$ 0
Unidad Slickline	Día	0	\$ 0	\$ 0
<b>Servicio de Personal Temporal</b>				<b>\$ 30.000</b>
2 Obreros de patio ( turnos de 12 hrs)	Día	60	\$ 500	\$ 30.000
<b>Transporte de Agua</b>	<b>Barril</b>	<b>36.000</b>	<b>\$ 3,00</b>	<b>\$ 108.000</b>
<b>Transporte terrestre</b>	<b>Global</b>	<b>1</b>		<b>\$ 41.700</b>
Vehículo para Ingeniero de Operaciones.	Día	10	\$ 170	\$ 1.700
Vehículos Movilización de Fractank	Global	0	\$ 0	\$ 0
Movilización de Herramientas tubería y otros	Global	1	\$ 40.000	\$ 40.000
<b>Tratamiento químico</b>				<b>\$ 15.583</b>
Productos químicos	Galon	533	\$ 25	\$ 13.333
Servicio técnico	Día	15	\$ 150	\$ 2.250
<b>Herramientas para Workover</b>	<b>Día</b>		<b>750</b>	<b>\$ 650</b>
Alquiler de Fractank	Día	10	\$ 65	\$ 650
Sarta de Tubería de Trabajo	Día	0	\$ 0	\$ 0
<b>Protección Industrial</b>	<b>Global</b>			<b>\$ 9.750</b>
Servicio de Vigilancia	Mes	2	\$ 6.500	\$ 9.750
<b>Sub Total</b>				<b>721.333</b>
<b>Contingencia (8%)</b>		<b>0</b>		<b>57.707</b>
<b>IVA</b>				<b>86.299</b>
<b>TOTAL</b>				<b>865.339</b>

Tabla N° 3 Cantidades escritas en USD, con base en la mejor cotización recibida (Proveedores: Petrotiger, Weatherford, Ingeniería y Tecnología de Servicios, SAR Energy). Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia -2013

## OPEX

		Monthly	Daily
1	Tarifa Diaria Equipos de Inyección (Injectivity test Equipment)	\$ 80.000	\$ 2.666,67
2	Combustible.	\$ 5.000	\$ 166,67
3	Servicio de Personal Temporal (Temporary Personnel)	\$ 10.000	\$ 333,33
4	Tratamiento químico (Chemical Treatment)	\$ 10.000	\$ 333,33
5	Protección Industrial (Security).	\$ 9.750	\$ 325,00
			\$ 3.825,00

Tabla N° 4 Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia -2013

Para la selección del tipo de bomba a utilizar en el proyecto se tomaron como referencia los picos máximos y mínimos de producción de agua, se pasó esta cifra de meses a días, de días a horas y de horas a galones por minuto, teniendo en cuenta un factor de seguridad del 10%, se puede decir entonces que la producción de agua estará entre 15,16 y 183,73 GPM tal como se ve reflejado en la tabla siguiente.

	Mes	Día	Hora	Min	
Pico en Bbls	163.996,00	5466,53333	227,772222	3,7962037	
Pico en Gls				167,032963	GPM
				183,736259	Carga de Diseño
Mínimo Bbls	16.543,00	551,433333	22,9763889	0,38293981	
Gls				16,8493519	GPM
				15,1644167	Carga de Diseño

Tabla N° 5 Proyección de galones por Minuto de agua a inyectar en el proyecto. Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia -2013

Según la proyección de agua a producir se seleccionan dos referencias de dos tipos de bombas obtenidas por las especificaciones de sus fabricantes, Gardner Denver y National Oillwell Varco. De lo que podemos determinar que según la proyección de agua a producir la más adecuada es la NOV de ref 100T-4, ya que por los rangos de presión y la

capacidad de Galones por minuto (GPM) es la que más se ajusta a las necesidades del proyecto.

Opciones	<b>Gardner Denver</b>	<b>NOV</b>
Ref	TEE	100T-4
Potencia (BHP)	165	100
Carrera (Pulgadas)	5	
Diametro el Piston (Pulgadas)	1.8 / 4	1.2 / 3.375
Carga del Piston (Libras)	44000	
		12.7 /
GPM	8 / 245	209.1
Rangos de Presión (PSI)	5975 / 10000	737 / 5000

Tabla N° 6: Especificaciones de Bomba triplex. Fuente: Cotización National Oilwell Varco y Gardner Denver

#### 4. ASPECTOS LEGALES

La ley 99 de 1993 por la cual se creó el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT), representa una entidad pública del orden nacional rectora en materia ambiental, vivienda, desarrollo territorial, agua potable y saneamiento básico que contribuye y promueve acciones orientadas al desarrollo sostenible, a través de la formulación, adopción e instrumentación técnica y normativa de políticas, bajo los principios de participación e integridad de la gestión pública. Pero según el Artículo 3 Decreto 3573 es la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA, es quien otorga o niega las licencias, permisos y trámites ambientales de competencia del Ministerio, de conformidad con la ley y los reglamentos. De acuerdo al Artículo 3 del Decreto 2820, la Licencia Ambiental, es la autorización otorgada para la ejecución de un proyecto, obra o actividad, que de acuerdo con la ley y los reglamentos pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje; la cual sujeta al beneficiario de ésta, al cumplimiento de los requisitos, términos, condiciones y obligaciones que la misma establezca en relación con la prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de los efectos ambientales del proyecto, obra o actividad autorizada. La Licencia Ambiental debe ser obtenida previa al inicio del proyecto, obra o actividad y conlleva implícitos todos los permisos, autorizaciones y/o concesiones para el uso, aprovechamiento y/o afectación de los recursos naturales renovables. La licencia ambiental se otorgará por la vida útil del proyecto, obra o actividad y cobijará las fases de construcción, montaje, operación, mantenimiento, desmantelamiento, restauración final, abandono y/o terminación.

El bloque Canaguaro tiene Licencia Ambiental del MAVDT para “Área de Perforación Exploratoria-Bloque Canaguaro” emitida con la Resolución No. 0353 del 18 de febrero de 2010. La licencia no contempla la reinyección del agua de producción, pero dadas las condiciones actuales, y contemplando la alternativa de utilizar el pozo Los Teques, actualmente inactivo, y ubicado dentro del bloque Canaguaro, para inyectar el agua de producción en un horizonte profundo que no sea susceptible de utilización para producción de agua con destino agrícola ni para consumo humano se hará necesario requerir ante el MINISTERIO DE AMBIENTE la solicitud de permiso para realizar las pruebas de reinyección de agua de producción del pozo Canaguay-1 en el pozo Los Teques. Mediante la resolución No. 0894 del 30 de Octubre de 2012, el MAVDT modificó la resolución No. 0353 del 18 de febrero de 2010, y en su Artículo Octavo autoriza las

actividades de reinyección de aguas industriales de la formaciones asociadas a la producción de los pozos del Bloque canaguaro en el pozo los Teques.

Dado que el pozo Los Teques-1 se perforó en 1989 antes de la aprobación de la ley 99, y posteriormente con Resolución 0186 del 06 de febrero de 2007 (Exp. 3586), se estableció un Plan de Manejo para un Reentry con el fin de completar la prueba del mismo. Los resultados del trabajo no fueron muy exitosos, pero teniendo en cuenta la profundidad del pozo, su ubicación cercana a Canaguay-1, se considera que es un excelente candidato para convertirse en pozo dispositor de agua de producción.

De acuerdo con lo anterior, de considerar factible el proyecto de inyección se solicitaría ante el MM&E el concepto para realizar estas pruebas de inyectividad en el pozo Los Teques con el agua de formación que se produce en el pozo Canaguay-1, inyectándola dentro de los intervalos establecidos anteriormente (Ver Figura No.2), lo que nos garantiza que no se afectará ningún acuífero superior teniendo en cuenta que tampoco se generaría ningún impacto ambiental negativo con la inyección del agua del pozo Canaguay-1 en este intervalo.

Para las pruebas de inyectividad en el pozo los Teques aplicaríamos el Plan de Manejo Ambiental que estableció el Ministerio de Ambiente mediante Resolución 0186 del 06 de febrero de 2007, teniendo en cuenta que los impactos de este trabajo son idénticos a los que se identificaron y evaluaron para el reentry y que las medidas de control y manejo son las mismas.

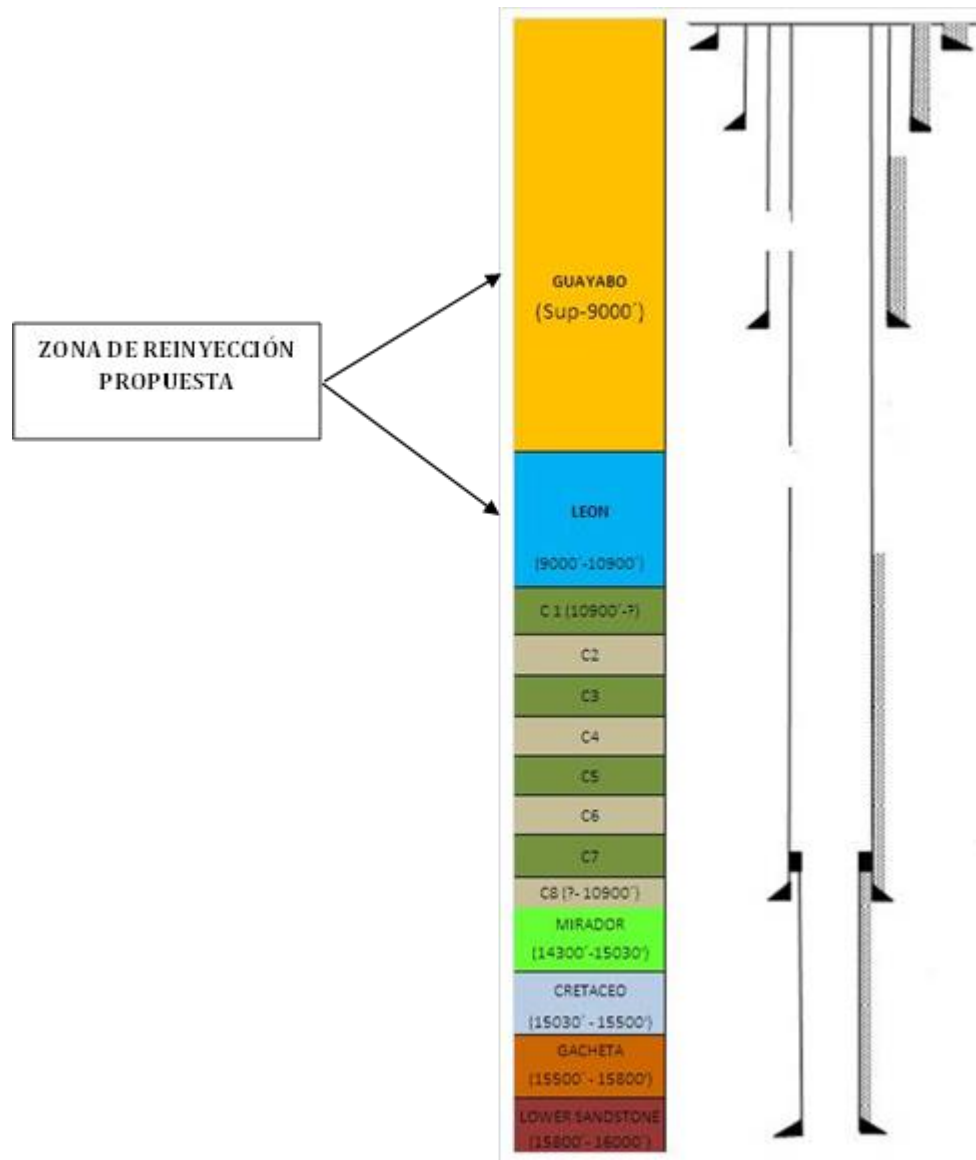


Figura N° 6 Zona de Inyección propuesta. Fuente: Departamento de Operaciones /Santa María Petroleum Inc. Sucursal Colombia -2009.

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se puede inferir que en las condiciones actuales en que se encuentra el bloque Canaguaro, es decir, teniendo a Canaguay-1 como único pozo productor no es rentable realizar el proyecto de inyección puesto que para que para este sea económicamente viable es necesario producir un mínimo de 1.100 Bbls a inyectar de agua.

Para recuperar las reservas estimadas de 4.000.000 Bbls se hace necesario perforar 6 pozos adicionales teniendo como supuesto que el comportamiento de estos sea similar a la tendencia que ha tenido el pozo Canaguay-1.

En el escenario pesimista en el que se utilizó una tasa de oportunidad del 20 % el VPN excede cerca de US \$ 4.4 Millones el valor de la inversión inicial estimada en US \$ 0.9 Millones lo que significa que el proyecto de inyección de agua es viable desde el punto de vista económico y que generará beneficios financieros que garantizaran la viabilidad operativa del campo, siempre y cuando el número de pozos productores aumente en 6, como lo muestra el anexo No.2.

La tasa interna de retorno del proyecto para los tres escenarios propuestos, es decir con las tres tasas de interés propuestas oscilaría entre 7,090% y el 7,094% lo que nos indica que este sería el porcentaje de ahorro que generaría este proyecto, del mismo modo, el tiempo en el que la inversión inicial se podría recuperar son 25 meses, por lo que podemos concluir que sí es rentable el proyecto de inyección de aguas producidas del bloque Canaguaro en el pozo los Teques.

## 6. FUENTES DE CONSULTA

### 6.1 Bibliografía

- Arce-Rojas, D. (2007). *Los derechos superficarios en los proyectos de infraestructura*. Bogotá: Pontificia Universidad Javeriana.
- Calderón Carrillo, Z.; Pérez Angulo, M. (2011). *Orientaciones prácticas para la elaboración exitosa de trabajos de grado en ingeniería*. Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Moro Egido, A.; Ferrón Vilchez, V.; Milgram Baleix, J. (2009). *Plataforma de auto-evaluación para una teoría económica*. España: Revista de innovación educativa.
- United States Environmental Protection Agency. (2001). *Acta para asegurar el suministro de agua potable saludable. Programa de control de la inyección subterránea*. EUA: Environmental Protection Agency.

### 6.2 Cybergrafía académica

- Cabrera Mármol, J.; Cabrera Ochoa, F.; Delgado Chancay, J.; Gallegos Orta, R. (2012). *Análisis y propuestas de mejora de proyectos de inyección de agua ejecutados en reservorios de diversas características*.
- Lemus Rodríguez, M.; Trifonova, E.; Shelton, S. (1999). *Validación de un sistema de agua para inyección*.
- Loayza Aguilar, J.; Cusme Vera, J.; Zavala Amaya, J.; Gallegos Orta, R. (2012). *Análisis y cálculos detallados del trabajo de inyección de agua en el campo Little Creek por C. Cronquist e inyección periférica de agua en el campo SAFBEU por R. Denham, para ser usado como material didáctico en los cursos de recobro secundario de petróleo*.
- Rodríguez, Z.; Shelton, S.; Trifonova, E. (1999). *Pre-validación del sistema del agua para inyección de la planta de soluciones parentales "Oriente"*.

### 6.3 Cybergrafía

- <http://www.anteksa.com/>
- <http://www.ecopetrol.com.c-o/>
- <http://www.lacomunidadpetrolera.com/>
- <http://www.pemex.com/>
- <http://www.alconsult.net>

- <https://www.arpel.org>.
- <http://www.pumpingperfected.com/pumps/well-servicing/tee/>
- [http://www.nov.com/Brands/Wheatley\\_Gaso/Continuous\\_Duty\\_Single\\_Acting\\_Reciprocating\\_Pumps/100T-4.aspx](http://www.nov.com/Brands/Wheatley_Gaso/Continuous_Duty_Single_Acting_Reciprocating_Pumps/100T-4.aspx)

#### **6.4 Notas no compiladas**

- Documentación interna de la compañía.
- Encuestas conversacionales aplicadas a ingenieros.

## ANEXOS

### Anexo A

#### Análisis del agua

PARAMETRO	UNIDADES	TECNICA ANALITICA	METODO	POZO CANAGUAY
				ANTEK 114243
SOLIDOS SEDIMENTABLES	mL/L - h	CONO IMHOFF	SM 2540 F	4
DBO5	mg/L O2	INCUBACION 5 DIAS - ELECTRODO DE MEMBRANA	SM 5210 B - SM 4500-O G	1 510
DQO	mg/L O2	REFLUJO CERRADO - VOLUMETRICO	SM 5220 C	1 890
ARSENICO	mg/L	E.A.A.E.	SM 3113 B	0,000 48
BARIO	mg/L	I.C.P.		987
COBRE	mg/L	E.A.A.	SM 3030 E - SM 3111 B	<0,046
HIERRO	mg/L	E.A.A.	SM 3111 B	156
NIQUEL	mg/L	E.A.A.	SM 3030 E - SM 3111 B	<0,054
SELENIO	mg/L	E.A.A.E.	SM 3113 B	0,000 25
CADMIO	mg/L	E.A.A.	SM 3030 E - SM 3111 B	<0,007
GRASAS Y ACEITES	mg/L	GRAVIMETRIA	SM 5520 B	613
HIDROCARBUROS SATURADOS	mg/L	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID	TEXAS 1005	949

PARAMETRO	UNIDADES	TECNICA ANALITICA	METODO	POZO CANAGUAY
				ANTEK 114243
pH A 25 °C	UNIDADES	ELECTROMÉTRICO	SM 4500H+ B	677
TEMPERATURA MUESTRA LABORATORIO	°C	TERMOMÉTRICO	SM 2550 B	252
CONDUCTIVIDAD A 25 °C	us/cm	CONDUCTIMÉTRICO	SM 2510 B	22 900
OXIGENO DISUELTO A 25 °C	mg/L	ELECTRODO DE MEMBRANA	SM 4500-O G	530
RESISTIVIDAD A 25°C	ohm.m	CONDUCTIMÉTRICO		437
DIOXIDO DE CARBONO	mg/L	KIT TITULOMÉTRICO	SM 4500 CO2C	87
ALCALINIDAD TOTAL	mg/L CaCO3	VOLUMÉTRICO	SM 2320 B	256
DUREZA CALCICA	mg/L CaCO3	VOLUMÉTRICO EDTA	SM 3500-Ca B	3 300
DUREZA TOTAL	mg/L CaCO3	VOLUMÉTRICO-EDTA	SM 2340 C	3 500
CARBONATOS	mg/L CaCO3	VOLUMÉTRICO - CALCULO	SM 2320 B	<1
FENOLES TOTALES	mg/L	DESTILACION - FOTOMÉTRICO	SM 5530 B - SM 5530 D	394
CLORUROS	mg/L Cl-	ARGENTOMÉTRICO	SM 4500-Cl B	7 500
SULFATOS	mg/L SO4-2	TURBIDIMÉTRICO	SM 4500-SO4-2 E	128
SOLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES	mg/L	SECADO A 103-105 °C - GRAVIMÉTRICO	SM 2540 D	503
SOLIDOS TOTALES	mg/L	SECADO A 103-105 °C - GRAVIMÉTRICO	SM 2540 B	13 900

## Anexo B

### Flujo de caja

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Can 1 n</b>	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Total Fluids	40800	40800	40800	40800	40800	40800	40800	40800	40800	40800	40800
BSW	62%	65%	66%	68%	69%	71%	72%	74%	75%	77%	78%
Oil	15504	14280	13872	13056	12648	11832	11424	10608	10200	9384	8976
Income											
<b>Can 2 n</b>						1	2	3	4	5	6
Total Fluids						9663	16738	19325	16275	18307	42069
BSW						18%	27%	28%	33%	39%	38%
Oil						7908	12266	14004	10882	11146	25979
Income											
<b>Can 3 n</b>									1	2	3
Total Fluids									9663	16738	19325
BSW									18%	27%	28%
Oil									7908	12266	14004
Income											
<b>Can 4 n</b>											
Total Fluids											
BSW											
Oil											
Income											
<b>Can 5 n</b>											
Total Fluids											
BSW											
Oil											
Income											
<b>Can 6 n</b>											
Total Fluids											
BSW											
Oil											
Income											
<b>Can 7 n</b>											
Total Fluids											
BSW											
Oil											
Income											



	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43
<b>Can 1</b>											
n											
Total Fluids											
BSW											
Oil											
Income											
<b>Can 2</b>	29	30	31	32	33	34	35	36		Total Cum	
n											
Total Fluids	40800	40800	40800	40800	40800	40800	40800	40800			
BSW	68%	68%	68%	71%	75%	75%	78%	81%			
Oil	13056	13056	13056	11832	10200	10200	8976	7752		1172378	
Income											
<b>Can 3</b>	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
n											
Total Fluids	40800	40800	40800	40800	40800	40800	40800	40800	40800	40800	40800
BSW	62%	65%	65%	68%	68%	68%	71%	75%	75%	78%	81%
Oil	15504	14280	14280	13056	13056	13056	11832	10200	10200	8976	7752
Income											
<b>Can 4</b>	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
n											
Total Fluids	39847	40800	40800	40800	40800	40800	40800	40800	40800	40800	40800
BSW	60%	62%	60%	60%	60%	62%	62%	65%	65%	68%	68%
Oil	15913	15592	16320	16320	16320	15504	15504	14280	14280	13056	13056
Income											
<b>Can 5</b>	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
n											
Total Fluids	39847	40800	40800	40800	40800	40800	40800	40800	40800	40800	40800
BSW	60%	62%	60%	60%	60%	62%	62%	65%	65%	68%	68%
Oil	15913	15592	16320	16320	16320	15504	15504	14280	14280	13056	13056
Income											
<b>Can 6</b>	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
n											
Total Fluids	50204	48398	45674	37686	28531	39847	40800	40800	40800	40800	40800
BSW	60%	60%	60%	60%	60%	60%	62%	60%	60%	60%	62%
Oil	20082	19185	18270	15074	11434	15913	15592	16320	16320	16320	15504
Income											
<b>Can 7</b>	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
n											
Total Fluids	57728	21369	16280	20598	50204	48398	45674	37686	28531	39847	40800
BSW	46%	47%	40%	47%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	62%
Oil	31217	11429	9772	10946	20082	19185	18270	15074	11434	15913	15592
Income											

	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
<b>Can 1</b>																	
n																	
Total Fluids																	
BSW																	
Oil																	
Income																	
<b>Can 2</b>																	
n																	
Total Fluids																	
BSW																	
Oil																	
Income																	
<b>Can 3</b>																	
n																	
Total Fluids																	
BSW																	
Oil																	
Income																	
<b>Can 4</b>																	
n																	
Total Fluids																	
BSW																	
Oil																	
Income																	
<b>Can 5</b>																	
n																	
Total Fluids																	
BSW																	
Oil																	
Income																	
<b>Can 6</b>																	
n																	
Total Fluids																	
BSW																	
Oil																	
Income																	
<b>Can 7</b>																	
n																	
Total Fluids																	
BSW																	
Oil																	
Income																	
<b>Can 8</b>																	
n																	
Total Fluids																	
BSW																	
Oil																	
Income																	
<b>Can 9</b>																	
n																	
Total Fluids																	
BSW																	
Oil																	
Income																	
<b>Can 10</b>																	
n																	
Total Fluids																	
BSW																	
Oil																	
Income																	
<b>Can 11</b>																	
n																	
Total Fluids																	
BSW																	
Oil																	
Income																	
<b>Can 12</b>																	
n																	
Total Fluids																	
BSW																	
Oil																	
Income																	
<b>Can 13</b>																	
n																	
Total Fluids																	
BSW																	
Oil																	
Income																	
<b>Can 14</b>																	
n																	

	n	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Actual	n											
	WC (Bbl)	25296	26520	26928	27744	28152	30723	33848	35513	37748	43049	53235,30389
	Transport	\$ 62.459,26	\$ 65.481,48	\$ 66.488,89	\$ 68.503,70	\$ 69.511,11	\$ 75.859,26	\$ 83.575,31	\$ 87.686,42	\$ 93.204,94	\$ 106.293,83	\$ 131.445,19
	Treatment	\$ 47.781,33	\$ 50.093,33	\$ 50.864,00	\$ 52.405,33	\$ 53.176,00	\$ 58.032,33	\$ 63.935,11	\$ 67.080,11	\$ 71.301,78	\$ 81.314,78	\$ 100.555,57
Total	\$ 110.240,59	\$ 115.574,81	\$ 117.352,89	\$ 120.909,04	\$ 122.687,11	\$ 133.891,59	\$ 147.510,42	\$ 154.766,53	\$ 164.506,72	\$ 187.608,60	\$ 232.000,77	
Propuesto	n											
	WC (Bbl)	25296	26520	26928	27744	28152	30723	33848	35513	37748	43049	53235,30389
	Transport	\$ 22.909,74	\$ 24.018,28	\$ 24.387,79	\$ 25.126,82	\$ 25.496,33	\$ 27.824,80	\$ 30.655,01	\$ 32.162,94	\$ 34.187,11	\$ 38.988,04	\$ 48.213,44
	Treatment	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00
Total	\$ 137.659,74	\$ 138.768,28	\$ 139.137,79	\$ 139.876,82	\$ 140.246,33	\$ 142.574,80	\$ 145.405,01	\$ 146.912,94	\$ 148.937,11	\$ 153.738,04	\$ 162.963,44	
		\$ (27.419,15)	\$ (23.193,47)	\$ (21.784,90)	\$ (18.967,78)	\$ (17.559,22)	\$ (8.683,20)	\$ 2.105,41	\$ 7.853,59	\$ 15.569,61	\$ 33.870,56	\$ 69.037,33
		\$ (27.419,15)	\$ (23.193,47)	\$ (21.784,90)	\$ (18.967,78)	\$ (17.559,22)	\$ (8.683,20)	\$ 2.105,41	\$ 7.853,59	\$ 15.569,61	\$ 33.870,56	\$ 69.037,33
		\$ (27.419,15)	\$ (23.193,47)	\$ (21.784,90)	\$ (18.967,78)	\$ (17.559,22)	\$ (8.683,20)	\$ 2.105,41	\$ 7.853,59	\$ 15.569,61	\$ 33.870,56	\$ 69.037,33

	n	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Actual	n											
	WC (Bbl)	46721,99643	51641,29744	22165,69649	16543,80791	46887,74062	26657,0832	21638,8069	50485,1711	73997,69838	57571,132	65241,72281
	Transport	\$ 115.362,95	\$ 127.509,38	\$ 94.730,11	\$ 40.848,91	\$ 115.772,20	\$ 65.819,96	\$ 53.429,15	\$ 124.654,74	\$ 182.710,37	\$ 142.150,94	\$ 161.090,67
	Treatment	\$ 88.252,66	\$ 97.544,67	\$ 41.868,54	\$ 31.249,41	\$ 88.565,73	\$ 50.352,27	\$ 40.873,30	\$ 95.360,88	\$ 139.773,43	\$ 108.745,47	\$ 123.234,37
Total	\$ 203.615,61	\$ 225.054,05	\$ 96.598,65	\$ 72.098,32	\$ 204.337,93	\$ 116.172,23	\$ 94.302,45	\$ 220.015,62	\$ 322.483,80	\$ 250.896,41	\$ 284.325,04	
Propuesto	n											
	WC (Bbl)	46721,99643	51641,29744	22165,69649	16543,80791	46887,74062	26657,0832	21638,8069	50485,1711	73997,69838	57571,132	65241,72281
	Transport	\$ 42.314,55	\$ 46.769,80	\$ 20.074,73	\$ 14.983,18	\$ 42.464,66	\$ 24.142,43	\$ 19.597,55	\$ 45.722,74	\$ 67.017,25	\$ 52.140,26	\$ 59.087,25
	Treatment	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00
Total	\$ 157.064,55	\$ 161.519,80	\$ 134.824,73	\$ 129.733,18	\$ 157.214,66	\$ 138.892,43	\$ 134.347,55	\$ 160.472,74	\$ 181.767,25	\$ 166.890,26	\$ 173.837,25	
		\$ 46.551,06	\$ 63.534,25	\$ (38.226,08)	\$ (57.634,85)	\$ 47.123,27	\$ (22.720,20)	\$ (40.045,09)	\$ 59.542,89	\$ 140.716,55	\$ 84.006,16	\$ 110.487,79
		\$ 46.551,06	\$ 63.534,25	\$ (38.226,08)	\$ (57.634,85)	\$ 47.123,27	\$ (22.720,20)	\$ (40.045,09)	\$ 59.542,89	\$ 140.716,55	\$ 84.006,16	\$ 110.487,79
		\$ 46.551,06	\$ 63.534,25	\$ (38.226,08)	\$ (57.634,85)	\$ 47.123,27	\$ (22.720,20)	\$ (40.045,09)	\$ 59.542,89	\$ 140.716,55	\$ 84.006,16	\$ 110.487,79

	n	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Actual	n											
	WC (Bbl)	70277,78521	63915,67277	124923,6139	81708,93814	71418,19441	80953,87214	130367,8759	143402,727	125956,788	108806,588	100006,3516
	Transport	\$ 173.525,40	\$ 157.816,48	\$ 308.453,37	\$ 201.750,46	\$ 176.341,22	\$ 199.886,10	\$ 321.895,99	\$ 354.080,81	\$ 311.004,41	\$ 268.658,24	\$ 246.929,26
	Treatment	\$ 132.746,93	\$ 120.729,60	\$ 235.966,83	\$ 154.339,11	\$ 134.901,03	\$ 152.912,87	\$ 246.250,43	\$ 270.871,82	\$ 237.918,38	\$ 205.523,56	\$ 188.900,89
Total	\$ 306.272,32	\$ 278.546,08	\$ 544.420,19	\$ 356.089,57	\$ 311.242,25	\$ 352.798,97	\$ 568.146,42	\$ 624.952,63	\$ 548.922,79	\$ 474.181,80	\$ 435.830,15	
Propuesto	n											
	WC (Bbl)	70277,78521	63915,67277	124923,6139	81708,93814	71418,19441	80953,87214	130367,8759	143402,727	125956,788	108806,588	100006,3516
	Transport	\$ 63.648,25	\$ 57.886,29	\$ 113.139,15	\$ 74.001,06	\$ 64.681,08	\$ 73.317,22	\$ 118.069,84	\$ 129.875,07	\$ 114.074,86	\$ 98.542,50	\$ 90.572,42
	Treatment	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00
Total	\$ 178.398,25	\$ 172.636,29	\$ 227.889,15	\$ 188.751,06	\$ 179.431,08	\$ 188.067,22	\$ 232.819,84	\$ 244.625,07	\$ 228.824,86	\$ 213.292,50	\$ 205.322,42	
		\$ 127.874,08	\$ 105.909,79	\$ 316.531,04	\$ 167.338,51	\$ 131.811,18	\$ 164.731,75	\$ 335.326,58	\$ 380.327,56	\$ 320.097,93	\$ 260.889,30	\$ 230.507,73
		\$ 127.874,08	\$ 105.909,79	\$ 316.531,04	\$ 167.338,51	\$ 131.811,18	\$ 164.731,75	\$ 335.326,58	\$ 380.327,56	\$ 320.097,93	\$ 260.889,30	\$ 230.507,73
		\$ 127.874,08	\$ 105.909,79	\$ 316.531,04	\$ 167.338,51	\$ 131.811,18	\$ 164.731,75	\$ 335.326,58	\$ 380.327,56	\$ 320.097,93	\$ 260.889,30	\$ 230.507,73

	n	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43
Actual	n	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43
	WC (Bbl)	157541,8906	143832,7553	137136,3954	137935,3279	154523,3061	162083,1674	163996,3605	163779,6	125216,9061	135726,0237	139039,9605
	Transport	\$ 388.992,32	\$ 355.142,61	\$ 338.608,38	\$ 340.581,06	\$ 381.539,03	\$ 400.205,35	\$ 404.929,29	\$ 404.394,07	\$ 309.177,55	\$ 335.125,98	\$ 343.308,54
	Treatment	\$ 297.579,13	\$ 271.684,09	\$ 259.035,41	\$ 260.544,51	\$ 291.877,36	\$ 306.157,09	\$ 309.770,90	\$ 309.361,47	\$ 236.520,82	\$ 256.371,38	\$ 262.631,04
Total	\$ 686.571,45	\$ 626.826,70	\$ 597.643,80	\$ 601.125,56	\$ 673.416,38	\$ 706.362,45	\$ 714.700,19	\$ 713.755,54	\$ 545.698,37	\$ 591.497,36	\$ 605.939,58	
Propuesto	n	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43
	WC (Bbl)	157541,8906	143832,7553	137136,3954	137935,3279	154523,3061	162083,1674	163996,3605	163779,6	125216,9061	135726,0237	139039,9605
	Transport	\$ 142.680,44	\$ 130.264,53	\$ 124.199,86	\$ 124.923,43	\$ 139.946,61	\$ 146.793,32	\$ 148.526,04	\$ 148.329,72	\$ 113.404,78	\$ 122.922,54	\$ 125.923,86
	Treatment	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00
Total	\$ 257.430,44	\$ 245.014,53	\$ 238.949,86	\$ 239.673,43	\$ 254.696,61	\$ 261.543,32	\$ 263.276,04	\$ 263.079,72	\$ 228.154,78	\$ 237.672,54	\$ 240.673,86	
	\$ 429.141,01	\$ 381.812,17	\$ 358.693,94	\$ 361.452,14	\$ 418.719,78	\$ 444.819,12	\$ 451.424,15	\$ 450.675,82	\$ 317.543,59	\$ 353.824,83	\$ 365.265,72	
	\$ 429.141,01	\$ 381.812,17	\$ 358.693,94	\$ 361.452,14	\$ 418.719,78	\$ 444.819,12	\$ 451.424,15	\$ 450.675,82	\$ 317.543,59	\$ 353.824,83	\$ 365.265,72	
	\$ 429.141,01	\$ 381.812,17	\$ 358.693,94	\$ 361.452,14	\$ 418.719,78	\$ 444.819,12	\$ 451.424,15	\$ 450.675,82	\$ 317.543,59	\$ 353.824,83	\$ 365.265,72	

	n	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58
Actual	n	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58
	WC (Bbl)	105264	108936	112200	114240	116688	120360	55488	58344	58344	59568	62016	30600	30600	31824	33048
	Transport	\$ 259.911,11	\$ 268.977,78	\$ 277.037,04	\$ 282.074,07	\$ 288.118,52	\$ 297.185,19	\$ 137.007,41	\$ 144.059,26	\$ 144.059,26	\$ 147.081,48	\$ 153.125,93	\$ 75.555,56	\$ 75.555,56	\$ 78.577,78	\$ 81.600,00
	Treatment	\$ 198.832,00	\$ 205.768,00	\$ 211.933,33	\$ 215.786,67	\$ 220.410,67	\$ 227.346,67	\$ 104.810,67	\$ 110.205,33	\$ 110.205,33	\$ 112.517,33	\$ 117.141,33	\$ 57.800,00	\$ 57.800,00	\$ 60.112,00	\$ 62.424,00
Total	\$ 458.743,11	\$ 474.745,78	\$ 488.970,37	\$ 497.860,74	\$ 508.529,19	\$ 524.531,85	\$ 241.818,07	\$ 254.264,59	\$ 259.598,81	\$ 270.267,26	\$ 133.355,56	\$ 133.355,56	\$ 138.689,78	\$ 144.024,00		
Propuesto	n	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58
	WC (Bbl)	105264	108936	112200	114240	116688	120360	55488	58344	58344	59568	62016	30600	30600	31824	33048
	Transport	\$ 95.334,10	\$ 98.659,70	\$ 101.615,80	\$ 103.463,36	\$ 105.680,43	\$ 109.006,04	\$ 50.253,63	\$ 52.840,22	\$ 52.840,22	\$ 53.948,75	\$ 56.165,82	\$ 27.713,40	\$ 27.713,40	\$ 28.821,94	\$ 29.930,47
	Treatment	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00	\$ 114.750,00
Total	\$ 210.084,10	\$ 213.409,70	\$ 216.365,80	\$ 218.213,36	\$ 220.430,43	\$ 223.756,04	\$ 165.003,63	\$ 167.590,22	\$ 167.590,22	\$ 168.698,75	\$ 170.915,82	\$ 142.463,40	\$ 142.463,40	\$ 143.571,94	\$ 144.680,47	
	\$ 248.659,02	\$ 261.336,07	\$ 272.604,57	\$ 279.647,38	\$ 288.098,75	\$ 300.775,81	\$ 76.814,44	\$ 86.674,38	\$ 86.674,38	\$ 90.900,06	\$ 99.351,44	\$ (9.107,84)	\$ (9.107,84)	\$ (4.882,16)	\$ (656,47)	
	\$ 248.659,02	\$ 261.336,07	\$ 272.604,57	\$ 279.647,38	\$ 288.098,75	\$ 300.775,81	\$ 76.814,44	\$ 86.674,38	\$ 86.674,38	\$ 90.900,06	\$ 99.351,44	\$ (9.107,84)	\$ (9.107,84)	\$ (4.882,16)	\$ (656,47)	
	\$ 248.659,02	\$ 261.336,07	\$ 272.604,57	\$ 279.647,38	\$ 288.098,75	\$ 300.775,81	\$ 76.814,44	\$ 86.674,38	\$ 86.674,38	\$ 90.900,06	\$ 99.351,44	\$ (9.107,84)	\$ (9.107,84)	\$ (4.882,16)	\$ (656,47)	

<b>VPN</b>	\$ 6.453.866	1%	13% EA
	\$ 6.950.968	0,7974%	10% EA
	\$ 5.323.594	1,5309%	20% EA
<b>Inversión Inicial</b>	\$ 865.339		
	<b>Es viable</b>	\$ 6.453.866	> \$ 865.339

VPN	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	\$ (27.419,15)	\$ (23.193,47)	\$ (21.784,90)	\$ (18.967,78)	\$ (17.559,22)	\$ (8.683,20)	\$ 2.105,41	\$ 7.853,59	\$ 15.569,61	\$ 33.870,56	\$ 69.037,33	\$ 46.551,06
	\$ (27.419,15)	\$ (23.193,47)	\$ (21.784,90)	\$ (18.967,78)	\$ (17.559,22)	\$ (8.683,20)	\$ 2.105,41	\$ 7.853,59	\$ 15.569,61	\$ 33.870,56	\$ 69.037,33	\$ 46.551,06

VPN	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	\$ 63.534,25	\$ (38.226,08)	\$ (57.634,85)	\$ 47.123,27	\$ (22.720,20)	\$ (40.045,09)	\$ 59.542,89	\$ 140.716,55	\$ 84.006,16	\$ 110.487,79	\$ 127.874,08	\$ 105.909,79
	\$ 63.534,25	\$ (38.226,08)	\$ (57.634,85)	\$ 47.123,27	\$ (22.720,20)	\$ (40.045,09)	\$ 59.542,89	\$ 140.716,55	\$ 84.006,16	\$ 110.487,79	\$ 127.874,08	\$ 105.909,79

VPN	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
	\$ 316.531,04	\$ 167.338,51	\$ 131.811,18	\$ 164.731,75	\$ 335.326,58	\$ 380.327,56	\$ 320.097,93	\$ 260.889,30	\$ 230.507,73	\$ 429.141,01	\$ 381.812,17	\$ 358.693,94
	\$ 316.531,04	\$ 167.338,51	\$ 131.811,18	\$ 164.731,75	\$ 335.326,58	\$ 380.327,56	\$ 320.097,93	\$ 260.889,30	\$ 230.507,73	\$ 429.141,01	\$ 381.812,17	\$ 358.693,94

	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
<b>VPN</b>													
	\$ 361.452,14	\$ 418.719,78	\$ 444.819,12	\$ 451.424,15	\$ 450.675,82	\$ 317.543,59	\$ 353.824,83	\$ 365.265,72	\$ 248.659,02	\$ 261.336,07	\$ 272.604,57	\$ 279.647,38	\$ 288.098,75
	\$ 361.452,14	\$ 418.719,78	\$ 444.819,12	\$ 451.424,15	\$ 450.675,82	\$ 317.543,59	\$ 353.824,83	\$ 365.265,72	\$ 248.659,02	\$ 261.336,07	\$ 272.604,57	\$ 279.647,38	\$ 288.098,75

	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
<b>VPN</b>												
	\$ 300.775,81	\$ 76.814,44	\$ 86.674,38	\$ 86.674,38	\$ 90.900,06	\$ 99.351,44	\$ (9.107,84)	\$ (9.107,84)	\$ (4.882,16)	\$ (656,47)		
	\$ 300.775,81	\$ 76.814,44	\$ 86.674,38	\$ 86.674,38	\$ 90.900,06	\$ 99.351,44	\$ (9.107,84)	\$ (9.107,84)	\$ (4.882,16)	\$ (656,47)		

<b>VPN</b>	<b>\$ 6.453.866</b>	1%	0,12682503 EA
	<b>\$ 6.950.968</b>	1%	0,1 EA
	<b>\$ 5.323.594</b>	2%	0,2 EA
<b>Inversión Inicial</b>	<b>\$ 865.339</b>		
Es viable	6453865,668 >		865338,9333

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>TIR</b>												
Flujo de Caja	\$ (27.419,15)	\$ (23.193,47)	\$ (21.784,90)	\$ (18.967,78)	\$ (17.559,22)	\$ (8.683,20)	\$ 2.105,41	\$ 7.853,59	\$ 15.569,61	\$ 33.870,56	\$ 69.037,33	\$ (55.385,96)
	-\$ 865.339											
TD 1%												
Flujo Ajustado	\$ (892.758,08)	\$ (23.193,47)	\$ (21.784,90)	\$ (18.967,78)	\$ (17.559,22)	\$ (8.683,20)	\$ 2.105,41	\$ 7.853,59	\$ 15.569,61	\$ 33.870,56	\$ 13.651,37	
<b>TIR</b>												
Flujo de Caja	\$ (27.419,15)	\$ (23.193,47)	\$ (21.784,90)	\$ (18.967,78)	\$ (17.559,22)	\$ (8.683,20)	\$ 2.105,41	\$ 7.853,59	\$ 15.569,61	\$ 33.870,56	\$ 69.037,33	\$ (55.832,57)
	-\$ 865.339											
TD 0,8%												
Flujo Ajustado	\$ (892.758,08)	\$ (23.193,47)	\$ (21.784,90)	\$ (18.967,78)	\$ (17.559,22)	\$ (8.683,20)	\$ 2.105,41	\$ 7.853,59	\$ 15.569,61	\$ 33.870,56	\$ 13.204,76	
<b>TIR</b>												
Flujo de Caja	\$ (27.419,15)	\$ (23.193,47)	\$ (21.784,90)	\$ (18.967,78)	\$ (17.559,22)	\$ (8.683,20)	\$ 2.105,41	\$ 7.853,59	\$ 15.569,61	\$ 33.870,56	\$ 69.037,33	\$ (54.236,47)
	-\$ 865.339											
TD 1,53%												
Flujo Ajustado	\$ (892.758,08)	\$ (23.193,47)	\$ (21.784,90)	\$ (18.967,78)	\$ (17.559,22)	\$ (8.683,20)	\$ 2.105,41	\$ 7.853,59	\$ 15.569,61	\$ 33.870,56	\$ 14.800,86	

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
<b>TIR</b>	\$ 46.551,06	\$ 63.534,25	\$ (38.226,08)	\$ (57.634,85)	\$ 47.123,27	\$ (22.720,20)	\$ (40.045,09)	\$ 59.542,89	\$ 140.716,55	\$ 84.006,16	\$ 110.487,79	\$ 127.874,08
	\$ (37.472,88)	\$ (21.833,67)		\$ (39.256,04)								
<b>TIR</b>	\$ 9.078,18	\$ 41.700,58	\$ -	\$ -	\$ 7.867,22	\$ -	\$ -	\$ 59.542,89	\$ 140.716,55	\$ 84.006,16	\$ 110.487,79	\$ 127.874,08
	\$ 46.551,06	\$ 63.534,25	\$ (38.226,08)	\$ (57.634,85)	\$ 47.123,27	\$ (22.720,20)	\$ (40.045,09)	\$ 59.542,89	\$ 140.716,55	\$ 84.006,16	\$ 110.487,79	\$ 127.874,08
<b>TIR</b>	\$ 8.927,40	\$ 41.524,52	\$ -	\$ -	\$ 7.709,27	\$ -	\$ -	\$ 59.542,89	\$ 140.716,55	\$ 84.006,16	\$ 110.487,79	\$ 127.874,08
	\$ 46.551,06	\$ 63.534,25	\$ (38.226,08)	\$ (57.634,85)	\$ 47.123,27	\$ (22.720,20)	\$ (40.045,09)	\$ 59.542,89	\$ 140.716,55	\$ 84.006,16	\$ 110.487,79	\$ 127.874,08
<b>TIR</b>	\$ 9.469,08	\$ 42.153,72	\$ -	\$ -	\$ 8.276,72	\$ -	\$ -	\$ 59.542,89	\$ 140.716,55	\$ 84.006,16	\$ 110.487,79	\$ 127.874,08
	\$ (37.081,98)	\$ (21.380,53)		\$ (38.846,55)								

	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
<b>TIR</b>	\$ 105.909,79	\$ 316.531,04	\$ 167.338,51	\$ 131.811,18	\$ 164.731,75	\$ 335.326,58	\$ 380.327,56	\$ 320.097,93	\$ 260.889,30	\$ 230.507,73	\$ 429.141,01	\$ 381.812,17
<b>TIR</b>	\$ 105.909,79	\$ 316.531,04	\$ 167.338,51	\$ 131.811,18	\$ 164.731,75	\$ 335.326,58	\$ 380.327,56	\$ 320.097,93	\$ 260.889,30	\$ 230.507,73	\$ 429.141,01	\$ 381.812,17
	\$ 105.909,79	\$ 316.531,04	\$ 167.338,51	\$ 131.811,18	\$ 164.731,75	\$ 335.326,58	\$ 380.327,56	\$ 320.097,93	\$ 260.889,30	\$ 230.507,73	\$ 429.141,01	\$ 381.812,17
<b>TIR</b>	\$ 105.909,79	\$ 316.531,04	\$ 167.338,51	\$ 131.811,18	\$ 164.731,75	\$ 335.326,58	\$ 380.327,56	\$ 320.097,93	\$ 260.889,30	\$ 230.507,73	\$ 429.141,01	\$ 381.812,17
	\$ 105.909,79	\$ 316.531,04	\$ 167.338,51	\$ 131.811,18	\$ 164.731,75	\$ 335.326,58	\$ 380.327,56	\$ 320.097,93	\$ 260.889,30	\$ 230.507,73	\$ 429.141,01	\$ 381.812,17
<b>TIR</b>	\$ 105.909,79	\$ 316.531,04	\$ 167.338,51	\$ 131.811,18	\$ 164.731,75	\$ 335.326,58	\$ 380.327,56	\$ 320.097,93	\$ 260.889,30	\$ 230.507,73	\$ 429.141,01	\$ 381.812,17
	\$ 105.909,79	\$ 316.531,04	\$ 167.338,51	\$ 131.811,18	\$ 164.731,75	\$ 335.326,58	\$ 380.327,56	\$ 320.097,93	\$ 260.889,30	\$ 230.507,73	\$ 429.141,01	\$ 381.812,17



Payback													
n	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
	\$ 46.551,06	\$ 63.534,25	\$ (38.226,08)	\$ (57.634,85)	\$ 47.123,27	\$ (22.720,20)	\$ (40.045,09)	\$ 59.542,89	\$ 140.716,55	\$ 84.006,16	\$ 110.487,79	\$ 127.874,08	
	\$ 46.551,06	\$ 63.534,25	\$ (38.226,08)	\$ (57.634,85)	\$ 47.123,27	\$ (22.720,20)	\$ (40.045,09)	\$ 59.542,89	\$ 140.716,55	\$ 84.006,16	\$ 110.487,79	\$ 127.874,08	
	\$ (807.959,09)	\$ (744.424,84)	\$ (782.650,92)	\$ (840.285,77)	\$ (793.162,51)	\$ (815.882,71)	\$ (855.927,80)	\$ (796.384,92)	\$ (655.668,37)	\$ (571.662,21)	\$ (461.174,42)	\$ (333.300,35)	

Payback													
n	24	25											
	\$ 105.909,79	\$ 316.531,04	\$ 167.338,51	\$ 131.811,18	\$ 164.731,75	\$ 335.326,58	\$ 380.327,56	\$ 320.097,93	\$ 260.889,30	\$ 230.507,73	\$ 429.141,01	\$ 381.812,17	
	\$ 105.909,79	\$ 316.531,04	\$ 167.338,51	\$ 131.811,18	\$ 164.731,75	\$ 335.326,58	\$ 380.327,56	\$ 320.097,93	\$ 260.889,30	\$ 230.507,73	\$ 429.141,01	\$ 381.812,17	
	\$ (227.390,56)	\$ 89.140,48											

Payback													
n													
	\$ 358.693,94	\$ 361.452,14	\$ 418.719,78	\$ 444.819,12	\$ 451.424,15	\$ 450.675,82	\$ 317.543,99	\$ 353.824,83	\$ 365.265,72	\$ 248.659,02	\$ 261.336,07	\$ 272.604,57	\$ 279.647,38
	\$ 358.693,94	\$ 361.452,14	\$ 418.719,78	\$ 444.819,12	\$ 451.424,15	\$ 450.675,82	\$ 317.543,99	\$ 353.824,83	\$ 365.265,72	\$ 248.659,02	\$ 261.336,07	\$ 272.604,57	\$ 279.647,38

Payback													
n													
	\$ 288.098,75	\$ 300.775,81	\$ 76.814,44	\$ 86.674,38	\$ 86.674,38	\$ 90.900,06	\$ 99.351,44	\$ (9.107,84)	\$ (9.107,84)	\$ (4.882,16)	\$ (656,47)		
	\$ 288.098,75	\$ 300.775,81	\$ 76.814,44	\$ 86.674,38	\$ 86.674,38	\$ 90.900,06	\$ 99.351,44	\$ (9.107,84)	\$ (9.107,84)	\$ (4.882,16)	\$ (656,47)		

	<b>Mes</b>
<b>Payback</b>	<b>25</b>
<b>Inversión Inicial</b>	<b>\$ 865.339</b>