

## **Optimización de la Producción Utilizando Análisis Nodal en el Campo Fanny 18B Operado por Andes Petroleum Ecuador Ltd.**

Nombre de Autor(es) (1) (2) (3)  
Holger Javier Carvajal Zambrano (1)  
Ingeniero Daniel Tapia Falconí (2)  
Ingeniero Ernesto Barragán Chang (3)  
Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra (1)  
Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra (2)  
Andes Petroleum Ecuador Ltd (3)  
Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)  
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral  
Apartado 09-01-5863. Guayaquil-Ecuador  
javi.carvajal.z@hotmail.com / hojacar@espol.edu.ec (1)  
dtapia@espol.edu.ec (2)  
ernesto.barragan@andespetro.com (3)

### **Resumen**

*El presente proyecto es un análisis de las complicaciones en el sistema de producción existente en el campo Fanny 18 B operado por ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD, tanto en los pozos como en las redes de producción en superficie para lo cual se usa el Software PIPESIM para realizar el Análisis Nodal tanto vertical como horizontal. El Software PIPESIM será la herramienta principal para lograr el Objetivo.*

*En el capítulo uno se define el problema, se justifica el proyecto y se explica por qué es importante que se lo realice.*

*En el capítulo dos se hace una descripción de las características del campo Fanny 18B, se evalúa el comportamiento y las condiciones actuales de los yacimientos productores.*

*En el capítulo tres se hace un análisis de los tipos de completación en los pozos candidatos, sistemas de producción, historiales de producción, historiales de reacondicionamiento, y facilidades de superficie del campo Fanny 18 B.*

*En el capítulo cuatro se hace un análisis de la situación actual de los sistemas de producción la aplicación de análisis nodal tanto en fondo como en superficie, se describe el software PIPESIM y el modelo de simulación.*

*En el capítulo cinco se hace un Análisis Técnico Económico del Proyecto de tesis y se recomienda la factibilidad con éxito del mismo.*

*En el capítulo seis finalmente se presentan conclusiones y recomendaciones para que se logre con éxito el objetivo de Optimizar la Producción en el campo Fanny 18 B.*

**Palabras Claves:** Análisis Nodal, Well pad, Presión de cabeza, Presión de reservorio, Presurización, Curvas de afluencia, Redes de flujo, Manifold, Separador de producción, Software Pipesim.

### **Abstract**

*This project is an analysis of complications in the existing production system in the field Fanny 18 B operated by ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD, as well as in production networks on the surface to which the Software is used PIPESIM to perform Nodal Analysis both vertically and horizontally. The Software PIPESIM is the main tool to achieve the objective.*

*The chapter one defines the problem, it justifies the project and explains why it is important that you make.*

*The chapter two is a description of the characteristics of field Fanny 18B, the behavior and current conditions of the producing reservoirs.*

*The chapter three is an analysis of completion rates in candidate wells, production systems, production records, workover records and field surface facilities Fanny 18 B.*

*In the fourth chapter provides an analysis of the current production systems applying nodal analysis in both substance and surface PIPESIM describes the software and the simulation model.*

*In chapter five is Technical Analysis Economic thesis project and recommends the feasibility with success.*

*Finally in the chapter six presents conclusions and recommendations for successfully achieving the goal of optimizing production in the field Fanny 18 B.*

**Keywords:** Nodal Analysis, Well pad, head pressure, reservoir pressure, pressurization, flow curves, flow nets, Manifold, production separator, Software PIPESIM.

## 1. Introducción

El Rol de la Ingeniería de producción es maximizar la productividad de los pozos petroleros de manera económicamente rentable y eficiente, motivo por el cual se realiza este proyecto, con el objetivo de Optimizar la Producción utilizando Análisis Nodal en el Campo Fanny 18B, el mismo que se encuentra dentro del Bloque Tarapoa en el Oriente Ecuatoriano, operado actualmente por Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Una de las técnicas más utilizadas para optimizar sistemas de producción, dada su comprobada efectividad y confiabilidad a nivel mundial, es el Análisis Nodal; con la aplicación de esta técnica se adecua la infraestructura tanto de superficie como de subsuelo, para reflejar en el tanque el verdadero potencial de producción de los pozos asociados a los yacimientos del sistema total de producción. En otras palabras, se logra cerrar la brecha existente entre la producción real de los pozos y la producción que debería exhibir de acuerdo a su potencial real de producción. El Análisis Nodal básicamente consiste en detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema.

El Sistema de Análisis Nodal, es usado para analizar problemas de producción en pozos de petróleo y gas. El procedimiento puede ser aplicado en pozos con distintos sistemas de levantamiento artificial, si causa algún efecto en el método de levantamiento artificial la presión puede ser expresada como una función de la tasa de flujo. El procedimiento se puede aplicar para analizar el rendimiento en pozos inyectores, para una apropiada modificación de las ecuaciones de entrada (inflow) y salida (outflow) de flujo. A continuación se presenta una lista aplicaciones del sistema de Análisis Nodal:

1. Selección del diámetro del tubing
2. Selección del diámetro de la línea de flujo
3. Diseño de las redes de flujo en superficie.
4. Diseño del Gravel pack
5. Diámetro del choque en superficie
6. Diámetro de la válvula de seguridad en subsuelo
7. Evaluación y simulación de pozos
8. Diseño del sistema de levantamiento Artificial
9. Analizar los sistemas de producción multi-pozo

La importancia del proyecto es que optimizando la producción de petróleo, se habrá logrado contribuir al desarrollo productivo del campo Fanny 18B, lo mismo que se traduce en incremento de la rentabilidad petrolera que se busca cada día de manera inagotable, lo cual trae beneficios económicos tanto al país y como a las empresas que están prestando su servicio para lograr producir de la manera más eficiente y responsable los campos petroleros del Ecuador como lo hace Andes Petroleum Ecuador Ltd.

## 2. Análisis Nodal en el fondo del pozo utilizando el Software Pipesim.

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento.

Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo.

## 3. Análisis de Sensibilidades

En algún momento de la vida productiva del pozo, hay siempre dos presiones que permanecen fijas y no son función del caudal. Una de esas presiones es la presión promedio del reservorio  $P_r$ , y otra es la presión de salida del sistema.

La presión de salida es generalmente la presión del separador  $P_{sep}$ , pero si la presión del pozo es controlada con un orificio en la superficie, la presión fija a la salida del sistema será  $P_{wh}$ . Una vez que el nodo es seleccionado la presión del nodo es calculada en ambas direcciones comenzando desde las fijas.

Entrada al nodo (Inflow)

$$P_r - \Delta P \text{ (upstream componentes)} = P_{nodo}$$

Salida del nodo (outflow)

$$P_{sep} + \Delta P \text{ (downstream componentes)} = P_{nodo}$$

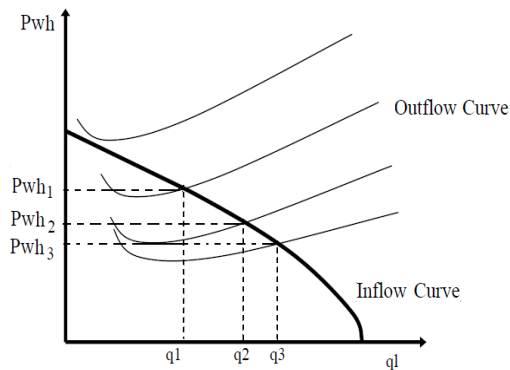


Figura1: Grafico de presión en el nodo vs caudal.

#### 4. Aplicación del programa de análisis nodal para optimizar la producción

##### 4.1 EN CADA POZO

A continuación presentamos la simulación que se realiza en un pozo, en el cual se detalla los procedimientos que se deben seguir para predecir comportamiento futuro de acuerdo a las sensibilidades tanto en producción de fluido y presiones hasta llegar a superficie a través del análisis nodal en el fondo del pozo, las mismas que se presentan por medio de capturas de pantalla en el momento que están cargando los datos y corriendo el Software Pipesim-Nodal Analysis respectivamente.

Pozo Fanny 18B 20.

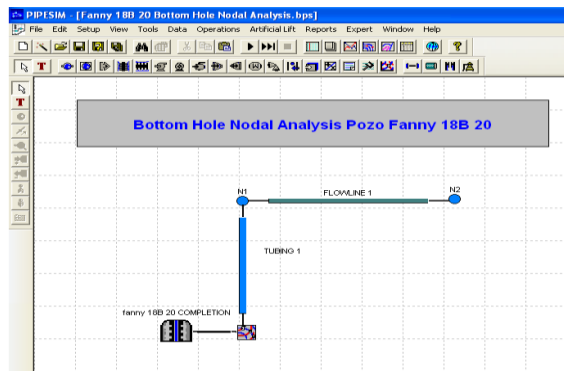


Figura 2: Muestra la pantalla principal del software Pipesim-Nodal Analysis. Seleccionando Well Design and Performance.

Datos del Yacimiento.

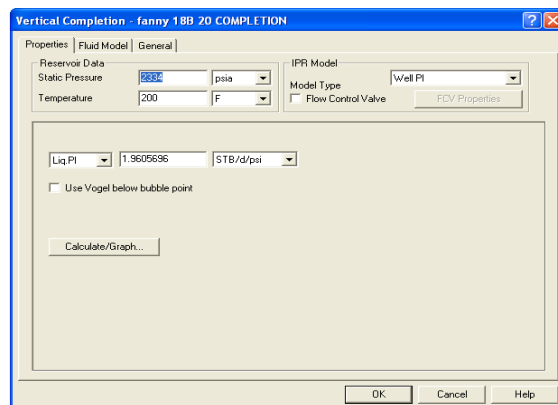


Figura 3: Pantallas que muestran como se ingresan los Datos del Yacimiento al Software.

Datos de presiones de cabeza variables y el caudal de fluido que produce actualmente el pozo.

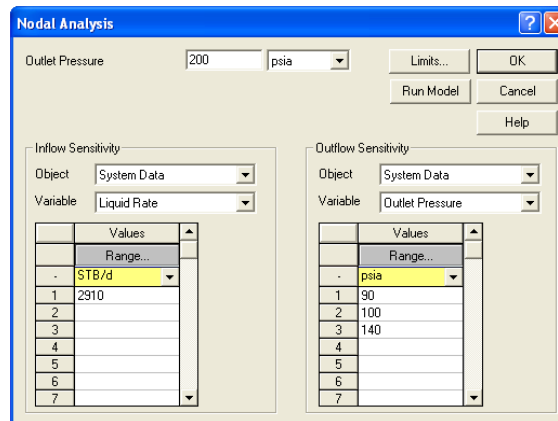


Figura 4: Ingresos del caudal actual de fluido y un rango de presiones de cabeza

Corrida del Software Pipesim-Nodal Analysis

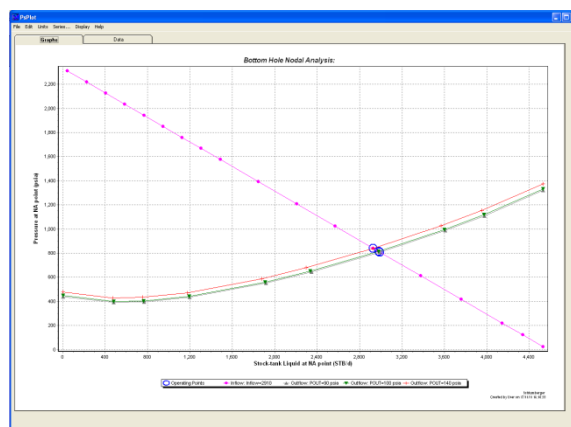


Figura 5: Sensibilidades a través de las curvas de comportamiento de afluencia del pozo variando Pwh.

Para calcular el incremento de la producción de petróleo debemos tener presente la producción de fluido del pozo a condiciones de operación y la presión de cabeza que marco en la última prueba de producción del 13 de noviembre del 2011 la misma que será ingresada al simulador, luego vemos a la presión disminuida @50 psi, este diferencial de presión se obtiene de las simulaciones al colocar un sistema de separación y reinyección dentro de la plataforma Fanny 20. Entonces para saber cuántos barriles adicionales de fluido por día producirá el pozo, restamos estos dos valores el resultado será el incremento de fluido producido por día, pero como queremos saber cuántos barriles netos de petróleo son los que se incrementan debemos tomar en cuenta el BSW y aplicar la siguiente fórmula:

$$BOPD = BFPD - (BFPD * BSW) / 100$$

BOPD—Barriles de petróleo por día

BFPD—Barriles de fluido por día (Barriles de fluido adicionales)

BSW—Sedimentos Básicos y Agua

La simulación del pozo Fanny 18B 20 se ha presentado previamente en las capturas de pantalla, teniendo en cuenta que se lo ha tomado como ejemplo ilustrativo.

Pozo Fanny 18B 20

$$BOPD = 62 - (62 * 95.3) / 100$$

$$BOPD = 3$$

<b>Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción</b>	<b>BFPD</b>	<b>2910</b>
<b>SIMULACIONES CON EL SOFTWARE PIPESIM NODAL ANALYSIS</b>		
<b>Caudal de Fluido @ 140 psi</b>	<b>BFPD</b>	<b>2928</b>
<b>Caudal de Fluido @ 90 psi</b>	<b>BFPD</b>	<b>2990</b>
<b>Caudal de Fluido @ 100 psi</b>	<b>BFPD</b>	<b>2978</b>
<b>Caudal de Fluido incrementado</b>	<b>BFPD</b>	<b>62</b>
<b>BSW</b>	<b>%</b>	<b>95.7</b>
<b>Caudal de petróleo incrementado</b>	<b>BOPD</b>	<b>3</b>

Tabla 1: Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 20.

Se repite el mismo procedimiento de trabajo para cada pozo productor de la Plataforma Fanny 20.

## 4.2 EN LA PLATAFORMA

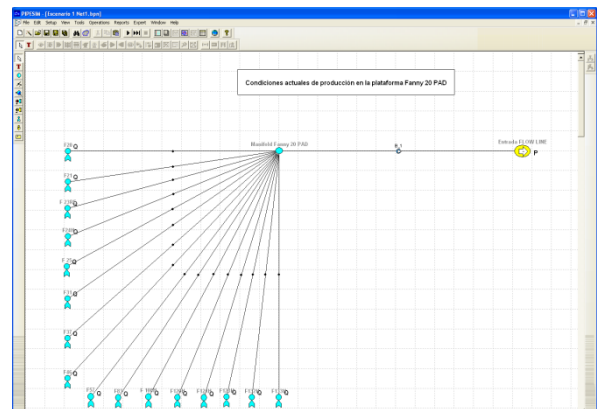


Figura 6: Captura de pantalla en la corrida de la simulación con el Software Pipesim Nodal Analysis en la plataforma Fanny 20.

A continuación mostraremos las simulaciones en la Plataforma Fanny 20, incrementando un sistema de separación-inyección. El Cual denominaremos ESCENARIO 1 del proyecto.

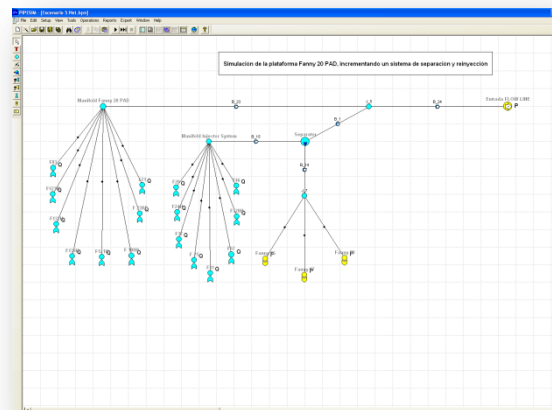


Figura 7: Simulación con el Software Pipesim Nodal Analysis de la plataforma Fanny 20, incrementando un sistema de producción-inyección.

Detalle de los componentes de la mini estación de producción dentro de la plataforma Fanny 20:

- ✓ Un manifold de 16 líneas de pozos, con distribución hacia un tren de separación.
- ✓ 1 tren de separación de baja presión 70 psi. (FWKO-Separador de producción de capacidad 40000BFPD).
- ✓ 1 Skimmer Tank o tanque desnatador ( Capacidad 2000 Bbbls )
- ✓ 2 Bombas Multifasicas ( 1 operativas y 1 de respaldo)
- ✓ 2 Bombas de inyección ( 1 operativas y 1 de respaldo)
- ✓ Línea de reinyección ( 6 pulgadas )

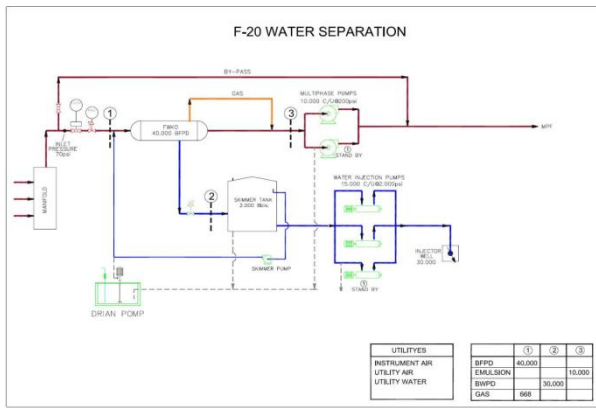


Figura 8: Esquema detallado que resulta de la simulación al incrementar un sistema de producción-inyección en el Well Pad Fanny 20.

En el primer escenario del proyecto ganamos una producción de 126 BOPD de acuerdo a las simulaciones realizadas mediante al análisis nodal con el Software Pipesim en los 16 pozos productores de la Plataforma Fanny 20.

Además de este incremento vamos a lograr producir 498 BOPD si volvemos a poner en producción los pozos que se apagaron por alto porcentaje de WOR. Entonces sumados ambos incrementos tendremos una producción de petróleo neta de 624 BOPD.

#### 4.3 EN LAS REDES DE SUPERFICIE

La Simulación del comportamiento de las redes de flujo y la producción de fluido cuando se coloca una línea paralela desde la Y hasta la estación central de producción MPF, recorre una distancia de 6135 pies por tanto se logra alivianar la presurización de la línea debido a la creciente producción de las plataformas productoras que envían fluido a través de la línea general de flujo hasta MPF. El Cual denominaremos ESCENARIO 2 del proyecto.

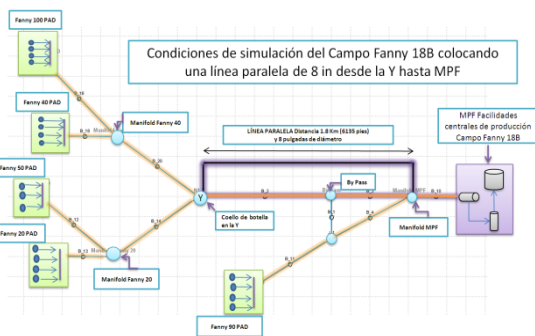


Figura 9: Esquema detallado que resulta de la simulación de colocar una línea de 8 pulgadas desde la Y hasta MPF



Figura 10: Fotografía del separador de prueba del well pad Fanny 20.



Figura 11: Fotografía del manifold del well pad Fanny 20.

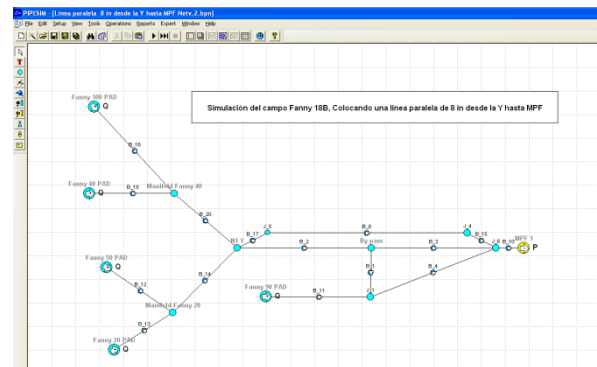


Figura12: Simulación del comportamiento de las redes de flujo y la producción de fluido mediante el Análisis Nodal, cuando se coloca una línea paralela desde la Y hasta MPF

Mediante las simulaciones realizadas con el Software Pipesim a las redes de flujo del Campo Fanny 18 B, se podría obtener un incremento de la producción en los

Well Pad Fanny 20, 40 y 100 los mismos que envían el fluido emulsionado hasta la estación central de producción a través de la línea general de flujo, según las simulaciones realizadas se produciría el incremento cuando se coloque una línea paralela de 8 pulgadas desde la Y hasta MPF, debido a que se producirá una reducción de la fricción que actualmente se produce en el trayecto que recorre la línea general de flujo.

A continuación presentamos los resultados de las simulaciones y el incremento de la producción que se genera con el segundo escenario del proyecto:

Condiciones actuales			Condiciones de simulación		
	PSI	BFPD		PSI	BFPD
<b>PAD 90</b>	121	22019	<b>PAD 90</b>	117	21994
<b>PAD 20</b>	200	56924	<b>PAD 20</b>	173	57610
<b>PAD 50</b>	317	5352	<b>PAD 50</b>	293	5364
<b>PAD 40</b>	237	32208	<b>PAD 40</b>	212	32466
<b>PAD 100</b>	262	26799	<b>PAD 100</b>	237	26871

Tabla 2: Muestra los resultados del incremento de la producción mediante las simulaciones con el Software Pipesim.

INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN			
	Caudal	BFPD	BOPD
PAD 90	Disminuye	-25	-6
PAD 20	Aumenta	686	60
PAD 50	Se mantiene	12	2
PAD 40	Aumenta	258	52
PAD 100	Aumenta	72	6
<b>TOTAL</b>			<b>114 BOPD</b>

Tabla 3: Muestra los resultados del incremento de la producción neta de petróleo mediante las simulaciones con el Software Pipesim.

En el ESCENARIO 2 de proyecto se incrementan 114 BOPD, mediante el análisis nodal realizado en superficie en la redes de flujo del campo Fanny 18B con el Software Pipesim, cuando se coloca una línea paralela de 8 pulgadas desde la Y hasta MPF.

## 5. ANÁLISIS ECONÓMICO

El objetivo del análisis económico del presente proyecto de tesis, es determinar si el proyecto es o no viable es decir si se logra un beneficio económico que sea rentable, eficiente y sostenible a corto plazo.

### 5.1 ANÁLISIS DE COSTO BENEFICIO

El análisis costo beneficio se basa en la siguiente operación: Los indicadores Costo-Beneficio, adicionalmente a la valoración de costos, efectúan la valoración de los beneficios.

En estos casos se deben asignar valores a cada tipo de beneficio multiplicando para cada año las cantidades esperadas de contribución de beneficio por sus precios de mercado, para así obtener el valor anual total de beneficio.

Para el análisis de costo-beneficio del presente proyecto se utilizan dos tipos de indicadores:

El valor actual neto (VAN)

La tasa interna de retorno (TIR)

### 5.2 HIPÓTESIS EN LAS QUE SE BASA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

Las hipótesis en las que se basa la evaluación económica del presente proyecto son las siguientes:

- Se considera una tasa de actualización anual para el proyecto del 15%, siendo la tasa de actualización mensual igual a 1.25%.
- No se considera depreciación contable de los equipos.
- Dentro de la opción de proyecto de producción-inyección en el Well Pad Fanny 20, si se consideran costos operativos.
- Dentro de la opción de proyecto de colocar una línea paralela desde la Y hasta MPF, si se consideran costos operativos.
- Se determina un incremento de la producción de 126 BOPD, al colocar el sistema de producción-inyección en el Well Pad Fanny 20 y 498 BOPD de ncender pozos que no estaban produciendo por tener alto BSW, lo cual suma 624 BOPD.
- Se determina un incremento de la producción de 114 BOPD al colocar una línea paralela desde la Y hasta MPF, siendo este incremento la suma de lo que se logra incrementar en los Well Pad Fanny 20, 40 y 100.

Mediante el análisis económico que se realiza al primer escenario del proyecto, podemos decir que se podría obtener ganancia de USD 1954955 con una tasa interna de retorno TIR del 43% anual, la misma que es mayor a la tasa de actualización, que se trabaja al 15% anual, con lo cual podemos decir que el primer escenario del proyecto SI ES ECONÓMICAMENTE RENTABLE.

La producción estimada en el segundo escenario del proyecto es de 114 BOPD, la producción de agua adicional será de 908 BWPD, que también producen costos de tratamiento.

Tomamos 35.00 dólares de costo neto del barril de petróleo, además se considero una tasa de actualización anual para el proyecto del 15%.

Se obtiene un valor negativo de USD 63,904 del VAN y una tasa interna de retorno TIR del 11% anual, con lo cual podemos decir este escenario de proyecto NO ES ECONÓMICAMENTE RENTABLE, ya que esta tasa interna de retorno es menor que la tasa de actualización la misma que se uso en este análisis al 15% anual.

## 6. Conclusiones

- [1] La optimización de la producción de petróleo mediante el análisis nodal con los diversos software que existen en el mercado de la industria petrolera, es una herramienta para poder lograr incrementar la producción de petróleo en los campos petroleros del Ecuador.
- [2] El software de análisis nodal con el que se trabajo en este proyecto permitió simular el incremento de la producción y conocer el potencial de los yacimientos. Se modelo el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, además se tomo en cuenta el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie, se logro hacer un análisis integral del sistema de producción.
- [3] El comportamiento de la producción del campo Fanny 18B, se ve muy afectado por el incremento del BSW, lo cual ha hecho que se empiecen a cerrar pozos de bajo aporte de petróleo, por alta producción de agua.
- [4] El Well Pad Fanny 20, constituido por 16 pozos es el que más barriles de petróleo aporta en el campo Fanny 18B 56924 BFPD con 4464 BOPD representa aproximadamente el 22% de la producción del campo Fanny 18B y el 12% de todo el Bloque Tarapoa.
- [5] El sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electro Sumergible es con el que se produce en los 16 pozos del Well Pad Fanny 20. Se pudo comprobar que funciona de manera eficiente y no es necesario cambiar el equipo de levantamiento artificial como opción para lograr optimizar la producción.
- [6] El incremento de producción estimado en el Primer Escenario, el mismo que consiste en implementar un sistema de producción-inyección es de 624 BOPD
- [7] El incremento de producción estimado en el Segundo Escenario, el mismo que consiste en colocar una línea paralela de 8 pulgadas desde la Y hasta MPF es de 114 BOPD.
- [8] En el primer escenario del proyecto se trabaja con una tasa de actualización del 15% y se obtiene el valor actual neto VAN de USD 1954955 y una tasa interna de retorno del 43%, siendo mayor que la tasa de actualización con lo cual podemos concluir que este escenario del proyecto SI ES ECONÓMICAMENTE RENTABLE
- [9] En el segundo escenario del proyecto se trabaja con una tasa de actualización del 15% y se obtiene el valor actual neto negativo VAN de USD 63904 y una tasa interna de retorno del 11%, siendo menor que la tasa de actualización con lo cual podemos concluir que este escenario del proyecto NO ES ECONÓMICAMENTE RENTABLE

## 7. Agradecimientos

Quiero expresar mi más sincera gratitud a las autoridades de ESPOL y a la empresa Andes Petroleum Ecuador Ltd, quienes me dieron la oportunidad de realizar este proyecto de tesis en el área de Ingeniería de Producción.

Agradezco de manera incondicional a mis padres Holger y Asunción por el grandioso apoyo que me brindaron durante toda mi vida estudiantil.

Agradezco de manera muy especial al Ing. Ernesto Barragán quien además de guiarme en el proyecto me ha brindado su amistad y buenos consejos.

A mis primos Andrés, Flor y Letty quienes me dieron un lugar en sus hogares mientras estuve en la ciudad de Quito realizando mi proyecto de tesis.

A los profesores de la FICT por haberme dado una excelente formación académica y en especial al Ing. Daniel Tapia por su ayuda en el desarrollo de esta tesis.

## 14. Referencias

- [1] Beggs D. "Production Optimization using Nodal Analysis". *Tulsa Oklahoma* OGCI and Petroskills Publications. Hall, 2002.
- [2] Maggiolo R. "Optimizacion de la Produccion Mediante Analisis Nodal". *Lima: ESP OIL* Engineering Consultants Hall, 2008.
- [3] Schlumberger. (2007). Pipesim Fundamentals. Training and Exercise Guide.
- [4] Brown Kermit E., Dale Beggs (1997). The Technology of Artificial Lift Methods. Volume 1. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.
- [5] Mc Cain W. (1990). The Properties of Petroleum Fluids. 2nd Edition. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.
- [6] Craft., Hawkins., Terry., (1991). Applied Petroleum Reservoir Engineering, 2nd Edition, Prentice Hall.
- [7] Economides Michael J., Hill Daniel A., Christian Ehlig Economides. (1993). Petroleum Production Systems. New Jersey. Upper Saddle River.
- [8] Pagina Web: [Hirschfelt-Oilproduction.net](http://Hirschfelt-Oilproduction.net)