CAPÍTULO I

1.1 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 aplicación del procedimiento en el sistema de análisis requiere que se pueda calcular la caída de presión que podría ocurrir en todos los componentes del sistema, los cuales son listados a continuación en la Figura 1-1

Figura 1-1. *Componentes principales para el análisis nodal.*
Fuente: *Imagen de Schlumberger, Software Pipesim.*

En este proyecto se utiliza un simulador comercial PIPESIM de Schlumberger (BJ), como herramienta de optimización. La siguiente figura señala el marco de referencia donde se aplicará la metodología de optimización.

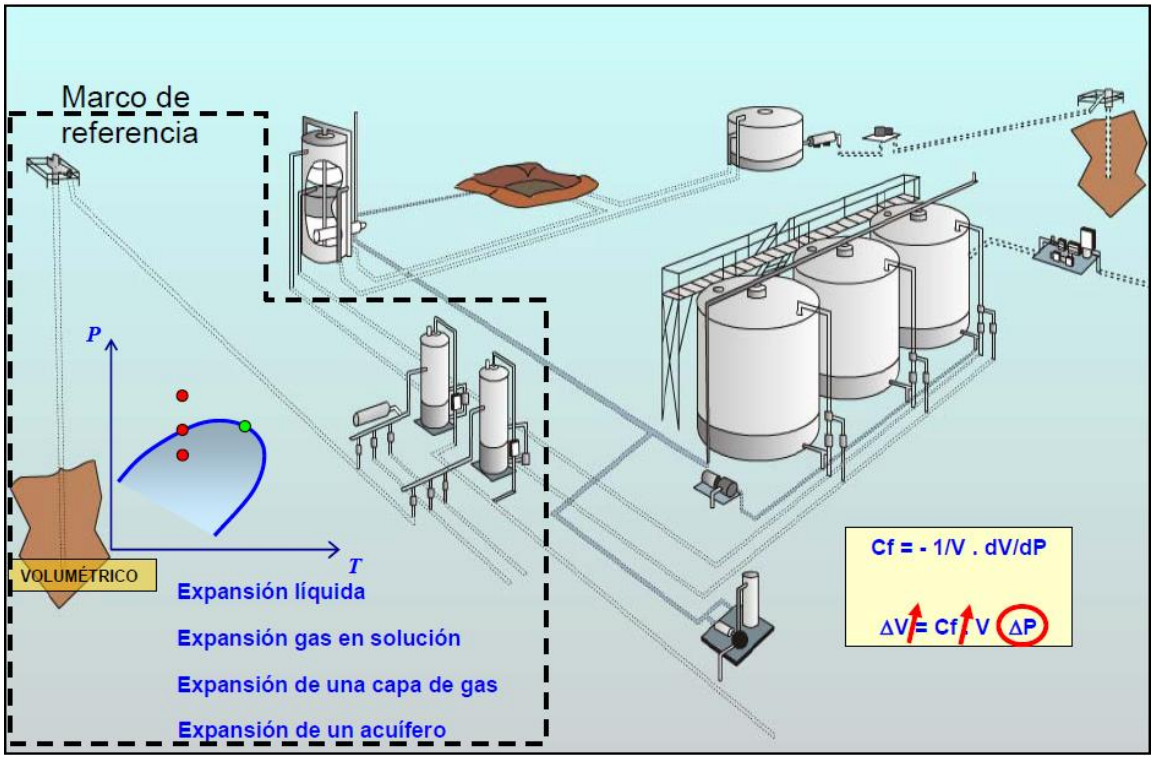


Figura 1-2. *Marco de referencia donde se aplicará la metodología de optimización.*
Fuente: *Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal ESP OIL.*

1.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Se realizo la selección del campo Fanny 18B para optimizar la producción a través del análisis nodal usando el software PIPESIM, ya que los pozos del *Well Pad Fanny 20*, cumplen las características para ser evaluados, por lo cual enfocaremos en este grupo de pozos nuestro análisis. El problema radica en que los pozos están produciendo con presiones altas, lo que genera disminución del volumen optimo que puede ser producido, esto está ocurriendo como consecuencia de la expansión del campo, debido a la adición de pozos en un corto periodo de tiempo. Debido a lo anteriormente expuesto existen lugares donde se forman cuellos de botella o posiblemente el diámetro de las líneas de flujo no es el adecuado para transportar el fluido hasta MPF, como se llama la estación

central de producción por sus siglas en ingles Main Production Facilities. Además el sistema de manejo de agua esta centralizado en MPF y se encuentra al límite de su capacidad nominal, motivo por el cual se necesita cerrar pozos que producen con alto porcentaje de BSW.

1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Se diseñara un sistema cerrado producción-inyección en *Well Pad Fanny 20,* simulando las condiciones existentes y diferentes sensibilidades.

El Análisis Nodal se realizara en el *Well Pad Fanny 20*. En cada pozo, en la plataforma y en la redes de superficie, con lo cual se lograra encontrar específicamente donde radica el problema y posteriormente resolverlo de manera económicamente rentable, eficiente y sostenible a corto plazo. Se simulara los diseños anteriores de las redes de flujo, se verificara si podremos colocar en las condiciones de simulación restricciones de flujo en los pozos para controlar la presión o si algunos pozos necesitan un cambio del equipo de levantamiento artificial, para lo cual se realizara un diseño o un rediseño del sistema de levantamiento artificial dependiendo de las necesidades que se presenten puntualmente en cada pozo.

1.4 ALCANCE

El *Well Pad Fanny 20*, se encuentra compuesto por 16 pozos produciendo con sistema de levantamiento artificial por Bombeo electro sumergible, de los cuales 15 pozos producen de la arena M-1, crudo de 22.3º API y un pozo de la arena U-INF, crudo de 19.6º API.

La producción diaria de petróleo en el *Well Pad Fanny 20,* es de 4464 BOPD. Lo cual representa aproximadamente el 22% de la producción del campo Fanny 18B y el 12% de todo el Bloque Tarapoa.

1.5 IMPORTANCIA

Optimizando la producción, identificando y resolviendo el problema, 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.*

1.6 OBJETIVOS

Objetivo principal

Es Optimizar la producción de petróleo del campo Fanny 18B, utilizando el software PIPESIM, con el cual se realizara el Análisis Nodal del *Well Pad Fanny 20*, puesto que este grupo de pozos cumplen las características para ser evaluados.

Los objetivos específicos

Analizar en superficie con el Software PIPESIM las redes de flujo para lograr con éxito la identificación de cuellos de botella y restricciones en la producción, la evaluación de los beneficios de contar con pozos nuevos, líneas de conducción adicionales, compresión, y demás el cálculo de la productividad de los sistemas de recolección de campo, la predicción de los perfiles de presión y temperatura a través de trayectos de flujo complejos.

Diseñar un sistema cerrado de producción-Inyección simulando con el Software Pipesim Nodal Analysis a diferentes sensibilidades entre las cuales tenemos:

1. A condiciones actuales de producción en el Well Pad Fanny 20
2. Incrementando un sistema de producción-inyección en el Well Pad Fanny 20
3. Colocando una línea paralela a la línea general de flujo que transporta el fluido desde los Well Pad Fanny 20, Fanny 50, Fanny 100 y Fanny 40 hasta MPF.

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO FANNY 18B

2.1 ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO FANNY 18 B

2.1.1 UBICACIÓN

El campo Fanny se encuentra ubicado en Tarapoa provincia de Sucumbíos, en la cuenca Oriente del Ecuador. Este campo se encuentra localizado en la región central del Bloque Tarapoa, al sur del campo Dorine.

Las acumulaciones de petróleo en Fanny corresponden a una combinación de trampas estratigráficas y estructurales.

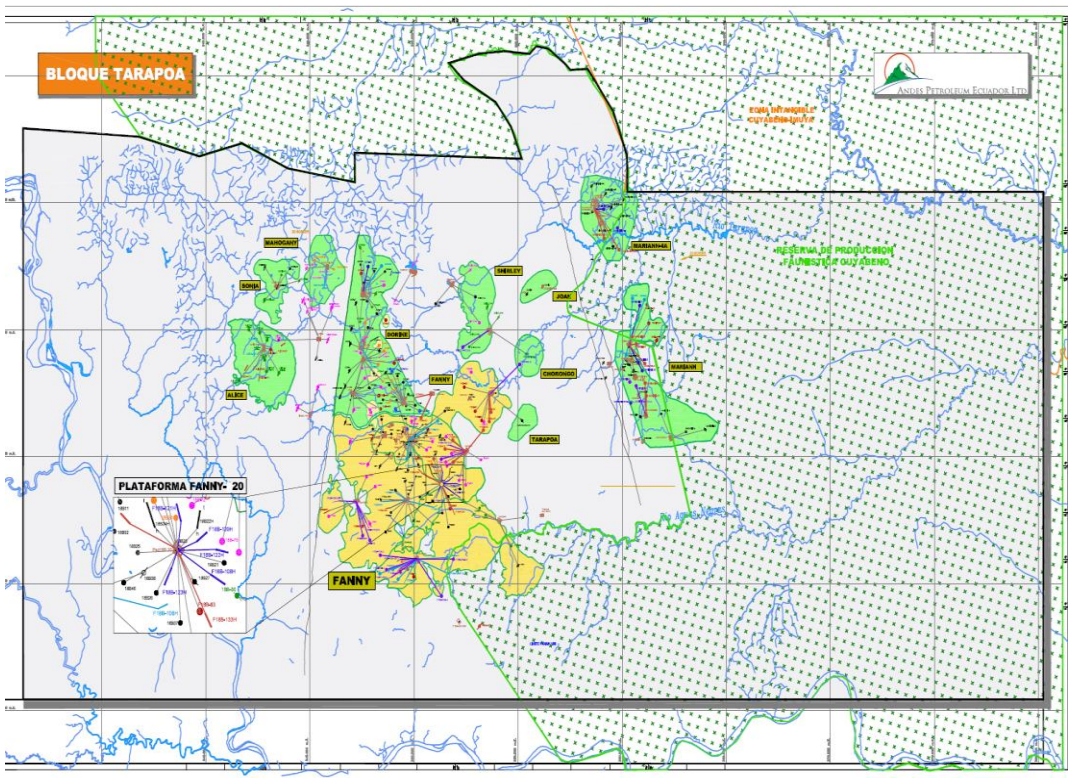


Figura 2-1*.Mapa de ubicación del Campo Fanny.*

Fuente: *Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

2.1.2 BREVE RESEÑA HISTÓRICA

El campo Fanny fue descubierto con la perforación del pozo Fanny-1 por parte de la compañía *Cayman* en Enero de 1972. A partir del año 1975 se inicia la perforación de pozos fuera del límite del Bloque Tarapoa con los pozos Fanny 18B-1, B-2 y B-3, confirmándose la continuidad de la estructura hacia el sur en áreas pertenecientes a *Petroproducción*.

En el campo Fanny 18B se han perforado pozos horizontales, direccionales y verticales en el yacimiento M1, el cual muestra una densidad alrededor de 22.3º API. En el yacimiento U se perforaban pozos direccionales y verticales, con una densidad del crudo es de alrededor de 19.6º API.

Hasta Diciembre del 2004, se contaba con 76 pozos en el Campo Fanny. En el año 2002 se perforaron 17 pozos, 9 en el 2003 y 3 en al año 2004.

En Diciembre del 2004, el campo Fanny 18B produjo de la zona M1 a una tasa diaria promedio de 11402 BPPD con un corte de agua promedio de 88%, y de la arena U Inferior, 3087 BPPD con un corte de agua del 80%.

Al 18 de septiembre del 2011 el campo Fanny, tiene 85 pozos direccionales y 13 pozos horizontales de los cuales 80 pozos están en producción, 12 se encuentran cerrados por motivo de falla en el equipo de levantamiento artificial, 6 pozos porque estaban produciendo con un elevado corte de agua y no eran económicamente rentables. A la fecha la producción diaria de petróleo del campo Fanny 18B es de 19763 BOPD con un promedio de corte de agua del 85%.

2.1.3 ASPECTOS GEOLÓGICOS

El Campo Fanny se encuentra ubicado en el Bloque Tarapoa, contiene a la formación Napo, productora de hidrocarburos y pertenece al periodo Cretácico. La formación Napo está compuesta de una serie de secuencias cíclicas, las cuales se componen de areniscas continentales y marino-marginales, lutitas, lodolitas y carbones, así como calizas marinas y arcillas. En la figura 2-2 se muestra una columna estratigráfica del campo Fanny.

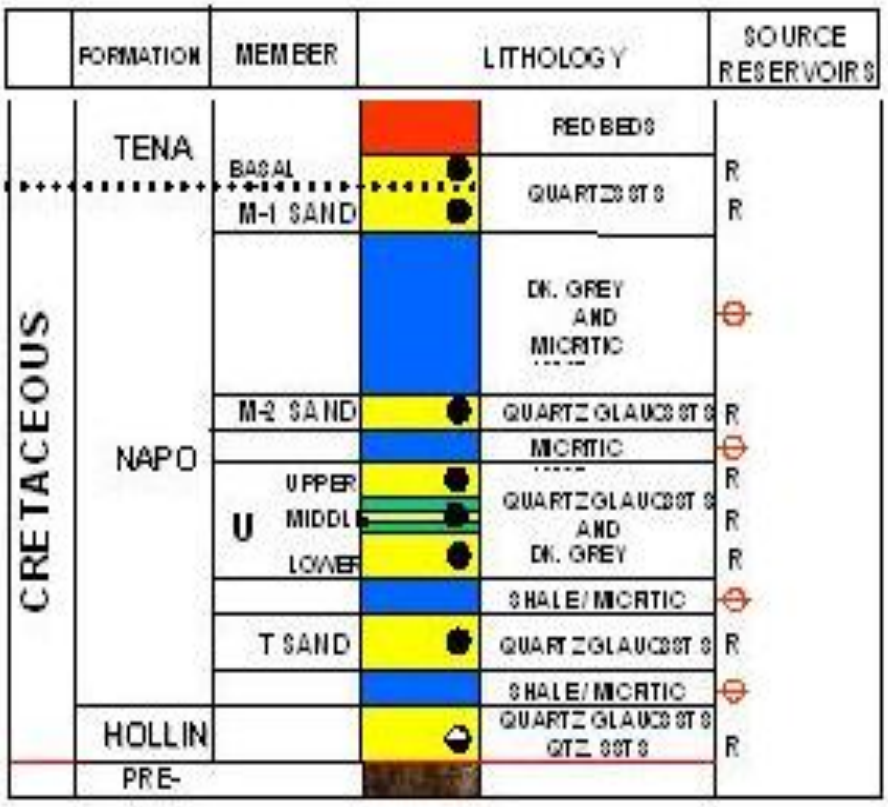


Figura 2-2: *Columna estratigráfica del campo Fanny.*
Fuente: *Ingeniería en Geología Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

2.1.4 CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS

2.1.4.1 Análisis de núcleos del campo Fanny

A partir de los datos que se obtuvieron en laboratorio de núcleos extraídos del pozo 18B-26, se realiza el ajuste de porosidad y permeabilidad, los cuales son mostrados a continuación gráficamente:

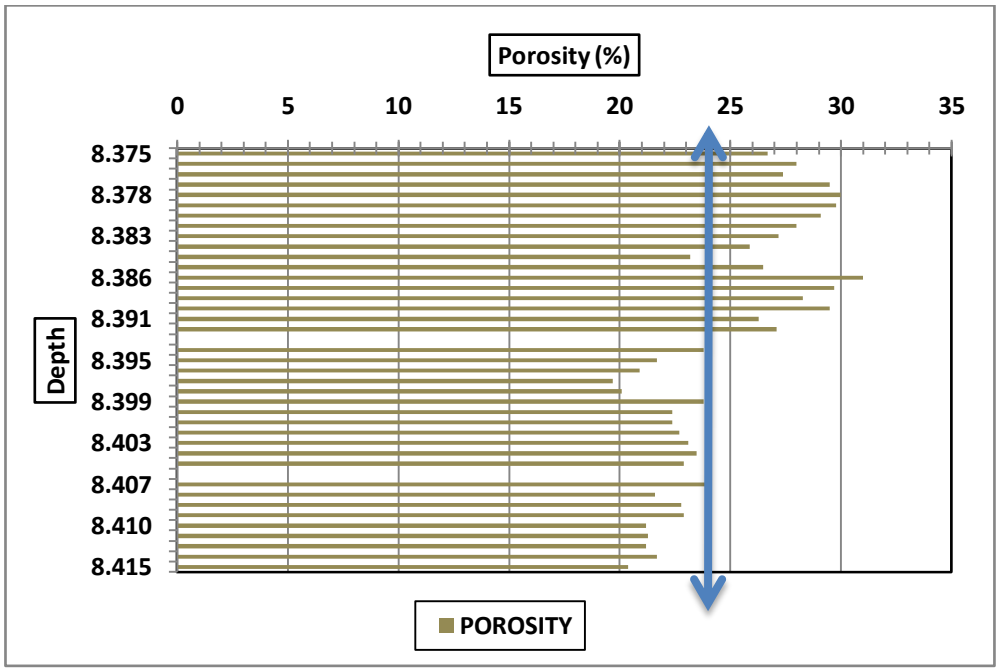


Figura 2-3 *Grafico Profundidad vs Porosidad.*
Fuente: *Ingeniería de Yacimientos Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

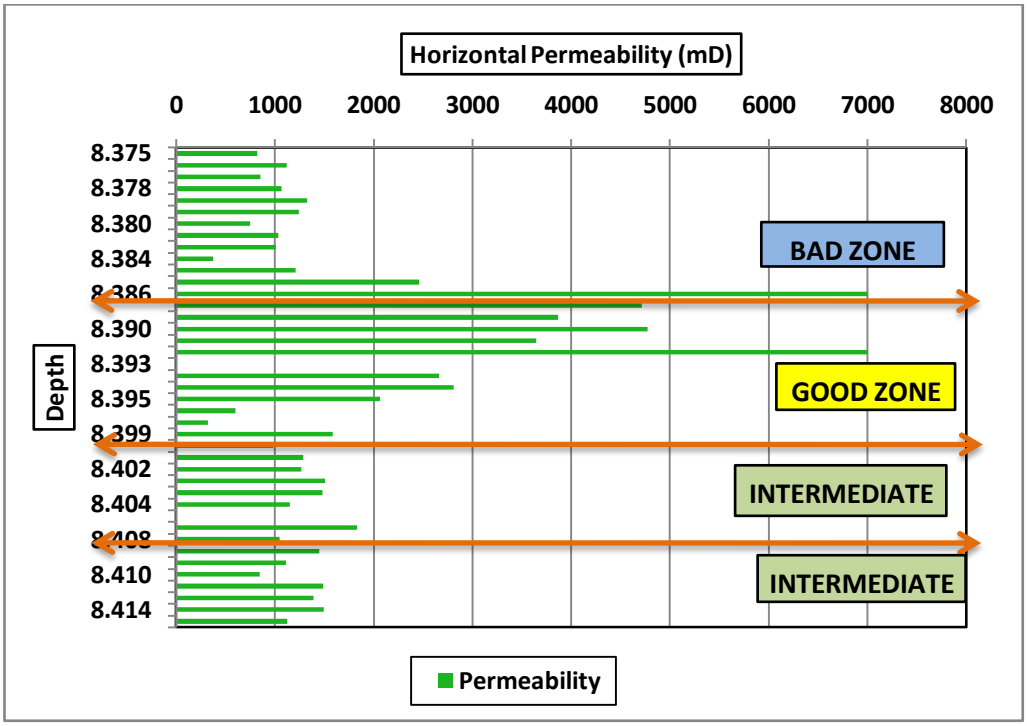


Figura 2-4: *Grafico Profundidad vs Permeabilidad Horizontal.*
Fuente: *Ingeniería de Yacimientos Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

2.1.4.2 Porosidad

La porosidad fue obtenida principalmente por la medida de la densidad y con registros neutrón y sónico presentes como complementos. Se asumió una densidad de matriz de cuarzo de 2.64 g/cc basado en la porosidad de las muestras de núcleos y relaciones de densidad. Para la interpretación, se asumió una densidad del fluido de 0.99 g/cc. La porosidad promedio del campo Fanny es alrededor del 24%

2.1.4.3 Temperatura

La temperaturas de fondo (BHT) fueron registradas por termómetros ubicados en la parte superior del cable y usadas para obtener la temperatura de la arena M1 y U

inferior. La información indica un gradiente geotérmico de 1.5 grados F/100pies y una temperatura promedio del yacimiento (TR) de 188 y 189 grados F para los yacimientos M1 y U inferior, respectivamente.

2.1.4.4 Saturación y Resistividad del agua de formación

- Saturación de agua (Sw)

La ecuación de saturación de agua doble de Archie fue utilizada para la determinación de la saturación de agua. Se uso un exponente de cementación "m" de 2, basado previamente en análisis de núcleos.

$$Sw = \sqrt[n]{\frac{abR_w}{\Phi^m}\frac{1}{R_t}};\ Ecuación\ doble\ de\ Archie$$

Donde: Sw, % ;

- Rw—resistividad del agua de formación , ohm-m
- Rt—resistividad verdadera de la formación
- Φ—porosidad del reservorio
- a—coeficiente de litología
- m—exponente de cementación
- b—coeficiente de saturación
- n—exponente de saturación

Se usaron exponentes y coeficientes con los siguientes valores: m= 2, a=2, b=1, n=2 basados previamente en análisis de núcleos y petrofísico de los registros eléctricos.

Se obtuvieron valores de saturación de agua entre valores del 20-45% en los 16 pozos del *Well Pad Fanny 20.* Los limites utilizados en la determinación de estos parámetros son estimaciones teóricas generalmente aceptables: *Porosidad efectiva > 10%; Sw < 50% y VClay < 50%*

- Resistividad del agua de formación (Rw)

Se recolectaron muestras en superficie del agua de formación de pozos productores para determinar valores consistentes de la resistividad verdadera del agua de formación. Las muestras fueron obtenidas del cabezal del pozo y de otras locaciones, cubriendo la mayor parte del campo Fanny. El estudio del agua de formación permite obtener valores de resistividad, los cuales son usados como un parámetro de entrada que influye directamente en el cálculo de la saturación del agua, intervalos de producción y en la determinación del valor de saturación de petróleo residual bajo en contacto agua petróleo.

Las concentraciones de salinidad y resistividad del agua de formación en la arena Napo M1 varían entre 12000 a 25000 ppm $NaCl^{-}$ y 0.10 a 0.23 ohm @ 188 grados Fahrenheit, respectivamente.

La resistividad del agua de formación usada para el yacimiento U Inferior es de 0.15 Ohm @ 190F, con una salinidad promedio de 16780 mg/lt.

Rw's Used in the M1 Petrophysical Analysis					
Well	Rw	RT (F)	Well	Rw	RT (F)
FB30	0.15	188	FB58	0.15	188
FB32	0.15	188	FB59	0.11	188
FB37	0.16	188	FB60	0.16	188
FB38	0.15	188	FB61	0.16	188
FB39	0.15	188	FB63	0.13	188
FB40	0.13	188	FB64	0.11	188
FB41	0.12	188	FB65	0.12	188
FB42	0.13	188	FB66	0.17	188
FB46	0.12	188	FB67	0.14	188
FB47	0.15	188	FB69	0.13	188
FB48	0.15	188	FB7	0.11	188
FB49	0.14	188	FB70	0.13	188
FB50	0.15	188	FB71	0.12	188

Tabla#1: *Valores de Resistividad del agua de formación del yacimiento M1 utilizados en la evaluación petrofísica.*

Fuente*: Geociencias e Ingeniería Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

2.1.4.5 Permeabilidad

Un gráfico de permeabilidad vs porosidad de los núcleos muestra que una relación de porosidad a permeabilidad no es aplicable, por lo que los valores de permeabilidad fue determinada usando la ecuación de lito-porosidad-permeabilidad de los registros. La permeabilidad promedio del campo Fanny 18B está alrededor de 3500 a 4000 mD.

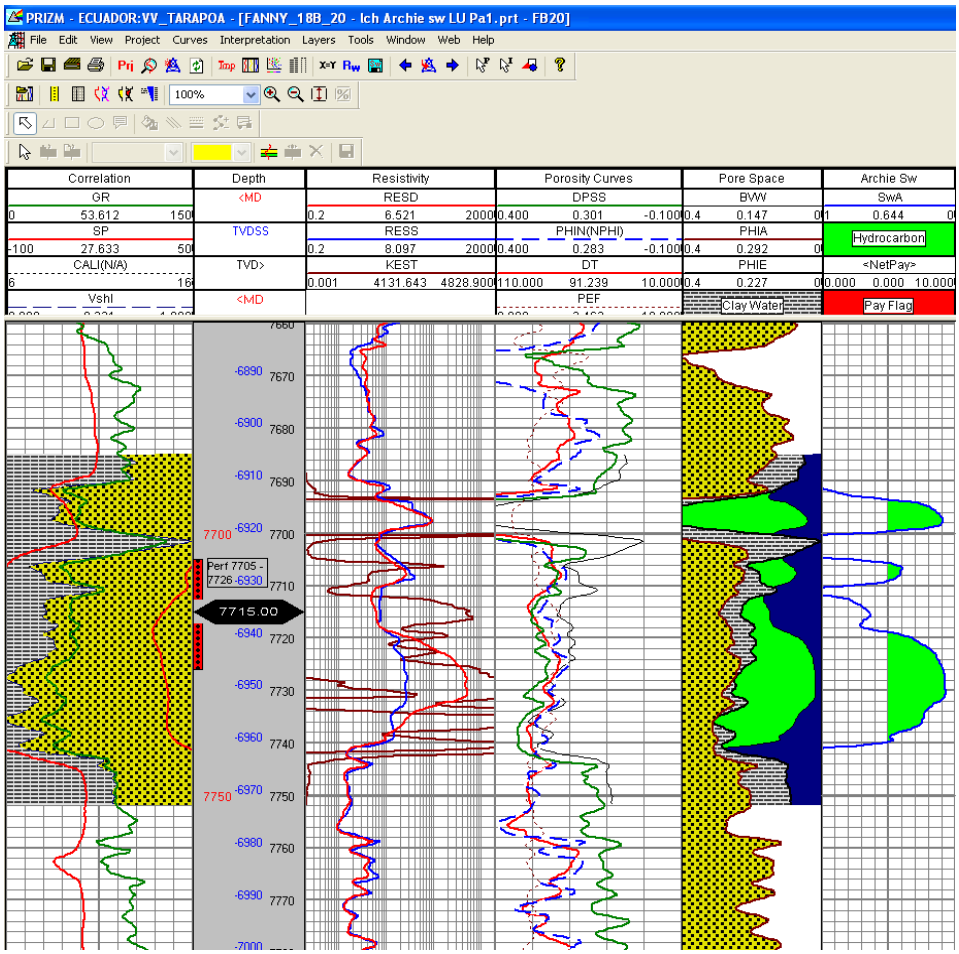


***Figura 2-6**: Registro Eléctrico del pozo Fanny 18B 20. Análisis Petrofísico del yacimiento M1 con el Software GeoGraphix*

***Fuente:** Ingeniería en Geología Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

Presentación (izquierda a derecha)	Descripción:
Pista Litológica:	Facies litológicas de acuerdo con el criterio establecido para el modelo geológico del yacimiento.
Pista Profundidad	Profundidad en MD o TVD (pies).
Pista Correlación	GR, SP, y Caliper.
Pista Permeabilidad:	Permeabilidad derivada de registros (10000mD a 0mD escala lineal).
Pista Saturación:	Saturación de agua, Sw (escala 1 a 0).
Pista Porosidad:	Porosidad (escala 50% a 0%) conteniendo las zonas de petróleo, agua e hidrocarburos móviles

Tabla #2: *Descripción de la presentación de los resultados del análisis petrofísico.*
Fuente: *Geociencias e Ingeniería Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

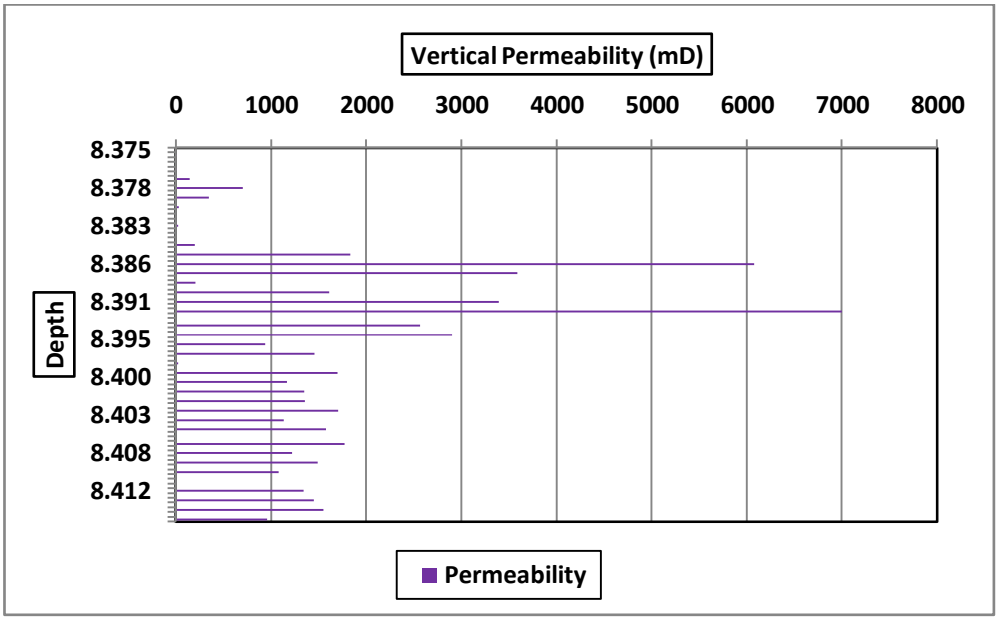


Figura 2-7: *Grafico Profundidad vs Permeabilidad vertical.*
Fuente: *Ingeniería de Yacimientos Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

2.1.4.6 Interpretación Sísmica

El campo Fanny está separado del campo Dorine por un canal transversal de lutita que rompe parcialmente la comunicación entre estas dos estructuras. Este canal ha sido establecido en la interpretación sísmica y se muestra en la Figura 2-8.

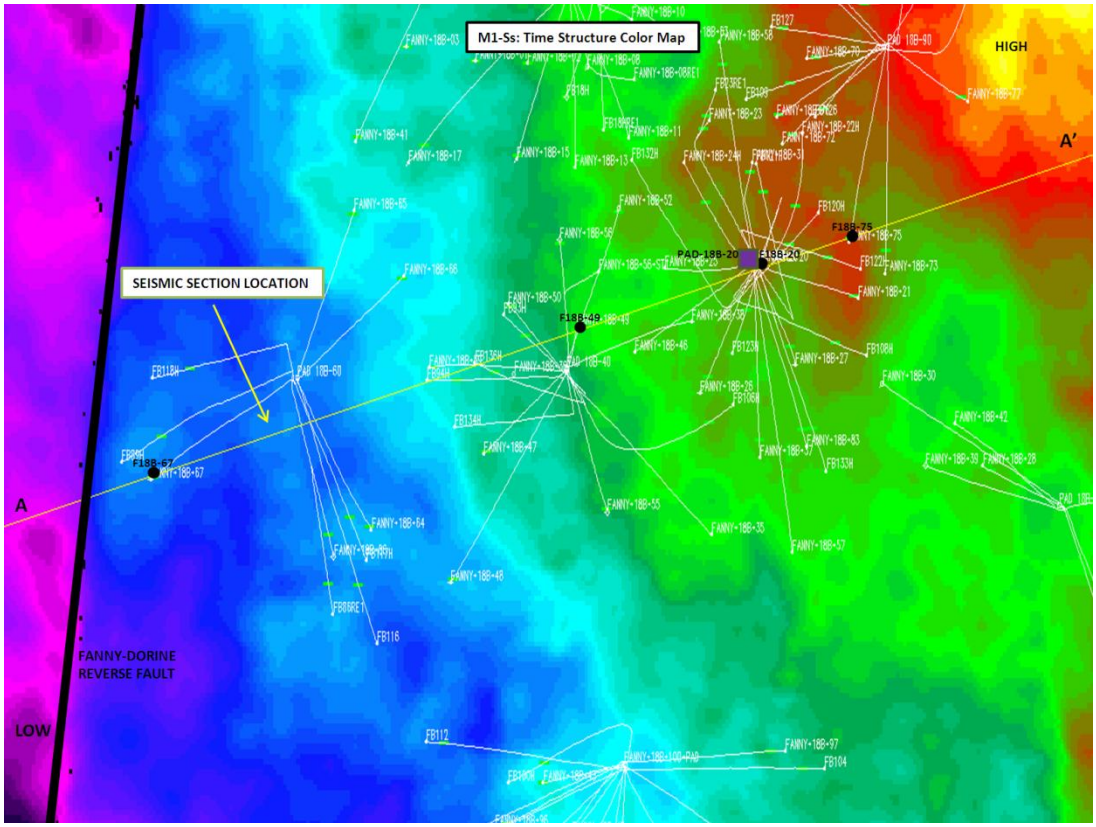


Figura 2-8: *Interpretación sísmica del campo Fanny 18B*

Fuente: *Ingeniería en Geofísica Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

En la interpretación sísmica se muestra mediante colores oscuros que reflejan donde se encuentran los anticlinales identificados por color rojo y los sinclinales en color azul, mientras que los colores claros representan cambios de litología, el color celeste muestra el canal de lutita, el mismo que ha ayudado a que forme un entrampamiento combinado entre estructural y estratigráfico siendo el mismo un mecanismo de entrampamiento único entre todos los horizontes productores existentes en la cuenca oriente del Ecuador.

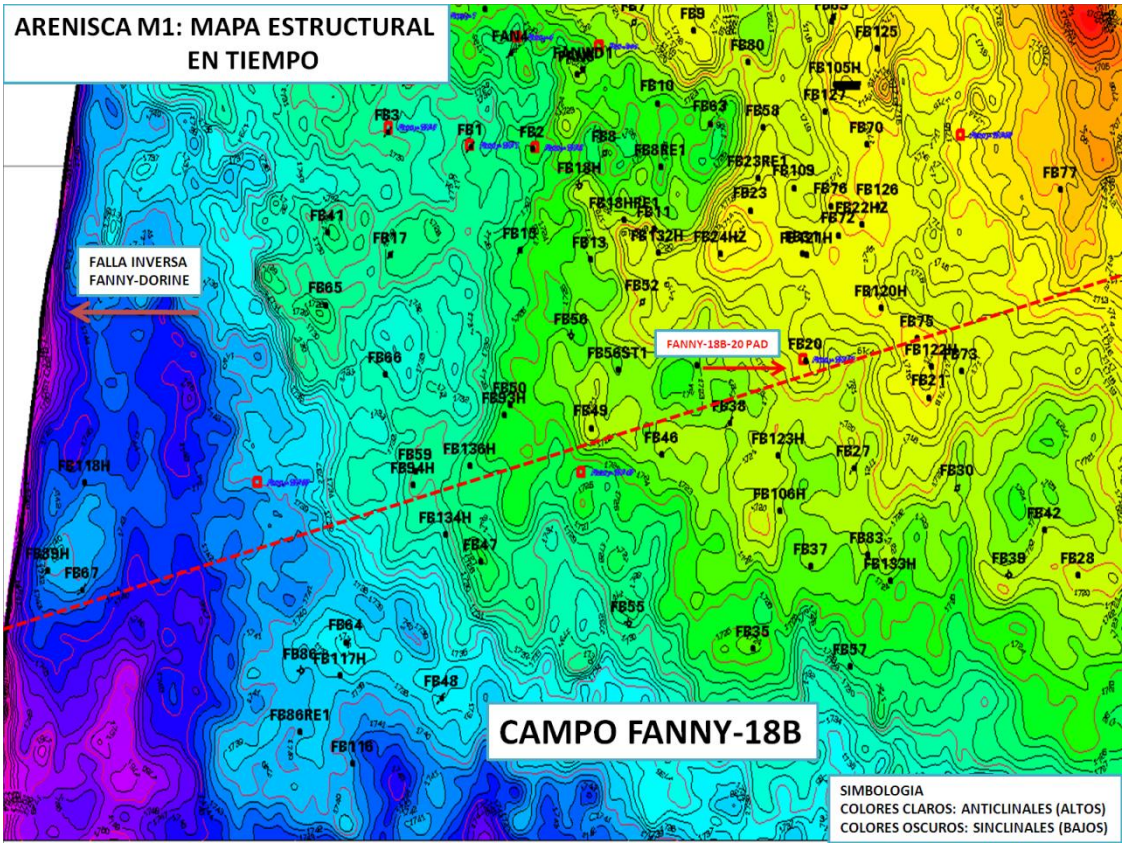


Figura 2-9: *Mapa estructural del campo Fanny 18B*

Fuente: *Ingeniería en Geofísica Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

A partir de la procesamiento de la información sísmica realizada en el campo Fanny 18B se puede generar un mapa estructural en tiempo que nos ayudara a observar y definir con mayor exactitud donde están localizados los altos y los bajos estructurales, además saber la localización de los pozos como han sido perforados de acuerdo al modelo litológico que tiene el campo. Este mapa nos da una visión general de la orientación de la falla inversa Fanny-Dorine, la misma que está ubicada con dirección NE-SW.

Debido al entrampamiento combinado estructural y estratigráfico se han perforado pozos en los bajos estructurales algo que difiere de la forma convencional de ubicar horizontes productores, ya que lo usual es perforar en los altos estructurales para evitar que se forme conificación en las arenas productoras.

La arenisca de la U inferior es un evento sísmico complejo. El mecanismo de entrampamiento para la arena U inferior es una combinación de variaciones estructurales y estratigráficas siguiendo el modelo característico de las arenas productoras del campo Fanny 18B. Una sección sísmica de la arena U Inferior se muestra en la Figura 2-10.

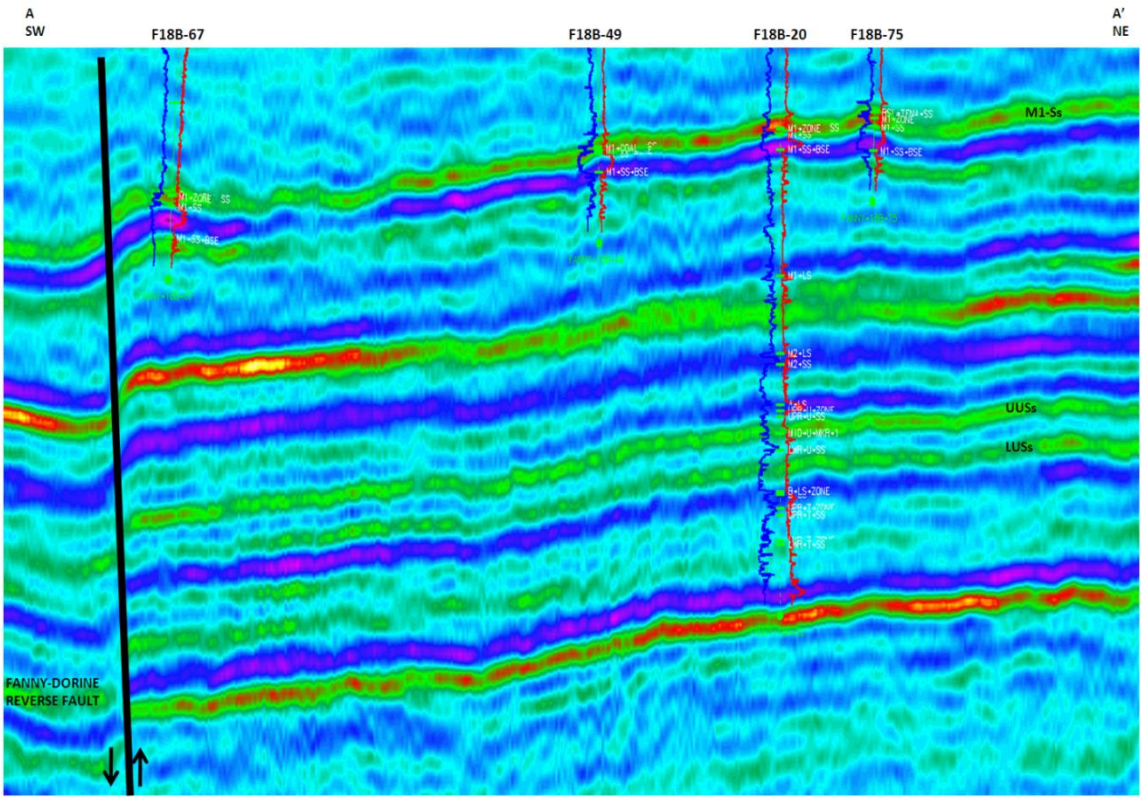


Figura 2-10: *Sección sísmica transversal de la arena U inferior del Campo Fanny*
Fuente: *Ingeniería en Geofísica Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

Se selecciono una sección sísmica transversal en dirección SW-NE, siendo este el buzamiento de la estructura del campo Fanny 18B. La sección transversal pasa a través de de los pozos Fanny 18B 67, 49, 20 y 75 lo cual muestra las arenas productoras de la formación Napo entre las cuales tenemos: Arenisca M1, U superior, U inferior.

2.2 COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS

2.2.1 MECANISMOS DE EMPUJE

Empuje por Acuífero Parcial

En este tipo de reservorio no existe capa de gas, por lo tanto la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja. Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo.

De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medio poroso, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al reservorio de petróleo originando Intrusión o Influjo lo cual no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmiscible del petróleo que se encuentra en la parte invadida.

Actualmente en Fanny 18B, se inyecta agua a la formación M1, para hacer mantenimiento de presión en el acuífero de fondo y lateral.

Efecto del Acuífero y Mantenimiento de presión.

El histórico de la presión del Campo Fanny se muestra en la Figura 2-11. La presión del yacimiento había experimentado una importante declinación desde su valor inicial estimado de 3250 psi hasta llegar a valores cercanos a las 1700 psi a mediados del año 2002. El Proyecto Piloto de Inyección de Agua para Mantenimiento de Presión al yacimiento M1 fue aprobado por la Dirección Nacional De Hidrocarburos (DNH) en Mayo del 2002 y desde entonces este parámetro ha experimentado un importante incremento hasta llegar a cerca de las 2000 psi en promedio, aproximadamente. La Figura 2-10 muestra también la tasa de reemplazo volumétrico del yacimiento (VRR: Voidage replacement ratio) así como el efecto del acuífero de fondo que subyace la zona de petróleo del yacimiento M1.

Del gráfico se puede observar un valor de VRR de alrededor de 0,77 mediante el efecto combinado de la re-inyección del agua producida y el efecto del acuífero que han permitido incrementar la presión del yacimiento.

A medida que el corte de agua del campo aumenta con el tiempo, el agua producida aumentará en relación con la producción de petróleo, resultando naturalmente en un VRR más alto. En el futuro, se van a necesitar pozos de inyección de agua adicionales para manejar toda el agua producida.

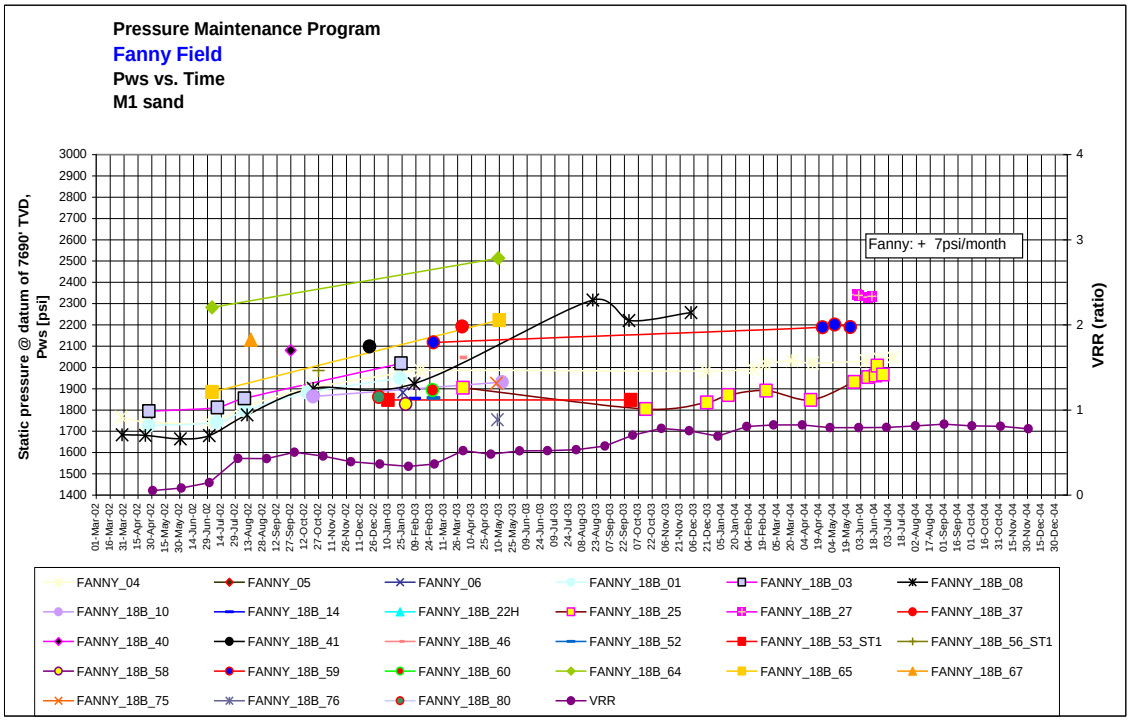


Figura 2-11: *Histórico de Presión del Campo Fanny, yacimiento M-1*

Fuente: *Ingeniería de Yacimientos Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Luego de que los resultados exitosos el proyecto Piloto de inyección de agua. Se indican varios aspectos que se analizaron sobre el Proyecto Definitivo de inyección de agua para mantenimiento de presión al yacimiento M1:

1. Incremento de la presión del yacimiento M1 en alrededor de 300 psi, especialmente en la sección central del los Campos Fanny y Dorine.
2. El volumen total de agua inyectada al yacimiento M1 llego hasta los 100.76 MM bbls.
3. La tasa de inyección de agua diaria promedio estimada fue de 236MBWPD, con una presión de inyección de 1609 psi, para los 7 pozos inyectores que contenía el proyecto.
4. De acuerdo a los resultados del modelo matemático, se ha estimado una relación de remplazo volumétrico (VRR) alrededor de 0.8 para las condiciones actuales de producción. El valor obtenido al momento es muy cercano al valor establecido en el modelo (0.77)
5. En este proyecto se utilizó un sistema periférico de inyección de agua a través de los pozos perforados al otro lado de la falla no sellante Fanny-Dorine, pozos ubicados en los campos Anne e Isabel adicionalmente se cuenta con el pozo Tucan 1, perforado al otro lado de la falla Fanny-Dorine.
6. Se realizaron inversiones al orden de 14.0 MM durante todo el proyecto en: pozos inyectores, líneas de inyección de agua, bombas de superficie y mejoramiento de las facilidades de producción en las estaciones centrales

Mediante la a corrida base del modelo matemático el mismo que estableció un volumen estimado de reservas remanentes de 117.4 MM barriles de petróleo a Diciembre del 2015, sin inyección de agua y reservas remanentes de 173.0 MM barriles de petróleo a Diciembre 2015 con inyección de agua obteniéndose un incremento de 56.0 MM barriles de petróleo en el Bloque Tarapoa.

2.3 CONDICIONES ACTUALES DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES

2.3.1 ARENAS PRODUCTORAS

Las arenas productoras entrecruzadas dentro de las secuencias de la formación Napo se dividen en miembros del más antiguo al más reciente: T, U, M-2, M-1. Dentro del campo Fanny 18B en el bloque Tarapoa, la zona productora y de principal interés es la arenisca M-1, seguida en importancia por la arenisca U-INF.

2.3.1.1 Arenisca M1

La arenisca M1 se le interpreta como una depositación dentro de un ambiente estuarinos influenciado por mareas durante el transcurso de un prolongado descenso y sub-secuente levantamiento del nivel del mar. La arenisca M1, basada en el estudio de núcleos, representa una secuencia compleja de canales estuarinos dominados por secuencia fluviales y de marea que varían gradualmente a canales de marea abandonados y rellenados por secuencia de lodos. La arenisca M1 tiene base erosiva que termina en lutitas marinas subyacentes a la formación Napo Superior. La arenisca M1 se encuentra cubierta por un intervalo regional de carbón/lodolita y arcillas carbonaceas.

2.3.1.2 Arenisca U-INFERIOR

En base a análisis de núcleos, la arenisca U inferior dentro del campo Fanny del Bloque Tarapoa se interpreta como canales fluviales que pro gradan verticalmente a areniscas de canales de mareas estuarinas con sus correspondientes facies de abandono. Los canales fluviales a la base de la secuencia de la arenisca U inferior erosionan a los depósitos de caliza B, que consiste de calizas costa afuera y lodolitas de playa. Sobreponiéndose a las arenas de canales estuarinos de marea están depósitos alternantes en capas de arena y lodo, que se formaron dentro del ambiente de llanura de marea.

2.3.2 ZONAS AISLADAS POR PRESENCIA DE ACUÍFEROS

En el campo Fanny actualmente se está produciendo aproximadamente con un 85% de BSW, sin embargo no se ha decidido aislar zonas por presencia de acuíferos, debido a que la estructura geológica del campo no amerita que se aíslen zonas porque los acuíferos activos están ayudando como mecanismo de empuje.

2.3.3 RESERVAS INSITU

Como se muestra en la Figura, el petróleo original en sitio fue determinado volumétricamente utilizando propiedades promedio de roca y fluidos para la arena M1 correspondientes al Campo Fanny. El campo tiene una porosidad promedio de 24% y una saturación de agua inicial de 22.6%. Las relaciones de espesor neto / espesor total son variables.
El cálculo del POES es mediante la siguiente ecuación:

$$POES= 7758*A*h*\Phi*So/Boi$$

Donde: POES; Petróleo Original InSitu, MMbbl

- A—área del yacimiento, Acres
- h—Espesor neto de la formación, pies
- Φ—Porosidad, %
- So—Saturación de petróleo, %
- Boi—Factor volumétrico del petróleo, Bbl/STB

Región	Zona	CAP ft	POR frac	SW frac	NTG frac	h pago ft	Bo bbl/BF	Area * acres	Vol. de roca bruto acre-pie	POES 2P MMbbl
Fanny Main	U Inf.	-7775	0.19	0.260	0.70	16.96	1.12	4,586.8	77,813.9	53.096
Total								**4,586.8**	**77,814**	**53.096**

Tabla #3: *Tabla de datos y resultados del cálculo del POES Campo Fanny, Yacimiento U Inferior.*

Fuente: *Ingeniería de Yacimientos Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

CAPÍTULO III

MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

3.1 TIPOS DE COMPLETACIÓN

Completaciones a hoyo Revestido con Empaque con Grava o Gravel Pack

El empaque con grava en "Hoyo Revestido" es una de las técnicas de control de arena más comúnmente utilizada por la industria petrolera. Este método de control de arena utiliza una combinación de rejilla y grava para establecer un proceso de filtración en el fondo del pozo. La rejilla es colocada a lo largo de las perforaciones y un empaque de grava con una distribución adecuada de arena es colocado alrededor de la rejilla y en las perforaciones. Después de esto, la arena del empaque de grava en las perforaciones y en el anular de la rejilla-revestidor filtra la arena y/o finos de la formación mientras que la rejilla filtra la arena del empaque con grava.

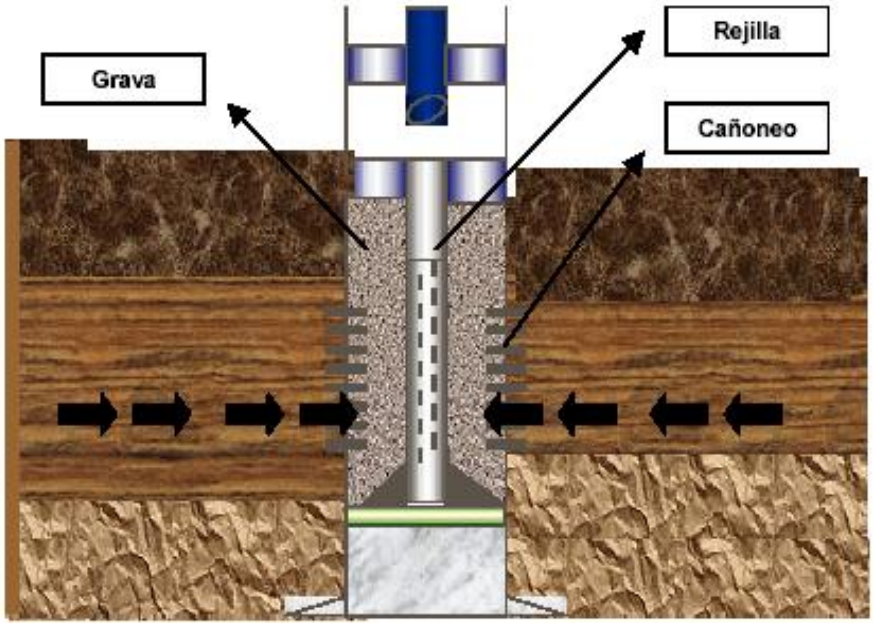


Figura 3-1. *Esquema de un Empaque con Grava en Hoyo Revestido.*
Fuente: *Fonseca, F. Estudio Técnico de las Completaciones Hoyo Entubado con Empaque. Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo.*

Desafortunadamente, la eficiencia de una completación con empaque con grava, independientemente de la técnica que se utilice, genera daño al pozo en muchos casos.

El daño cercano a la boca del pozo como un resultado de la completación con empaque con grava podría atribuirse a varios mecanismos o más probablemente, es el resultado acumulativo de una variedad de ellos. Estos podrían incluir el taponamiento del empaque y la pérdida del fluido durante la completación.

Completaciones a hoyo Revestido con Rejillas o Liners Ranurados.

Las rejillas o liners ranurados sin empaques con grava, constituyen la manera más sencilla de controlar la producción de arena en pozos horizontales dependiendo lógicamente del grado de consolidación de la arena a producir.

Este mecanismo debe emplearse, sólo si se tiene una arena bien distribuida y limpia, con un tamaño de grano grande, porque de lo contrario la rejilla o forro terminará taponándose.

Las rejillas y liners actúan como filtros de superficie entre la formación y el pozo, puesto que el material de la formación se puentea a la entrada del liner.

Las rejillas y los liners ranurados previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras o aperturas para el flujo, denominado también calibre, creando así un filtro que permite la producción de petróleo.

Funcionan como filtros de superficie, puesto que el material de la formación se puentea en su superficie. Las rejillas y liners ranurados previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras. La Figura. 3-2 presenta un liner ranurado típico

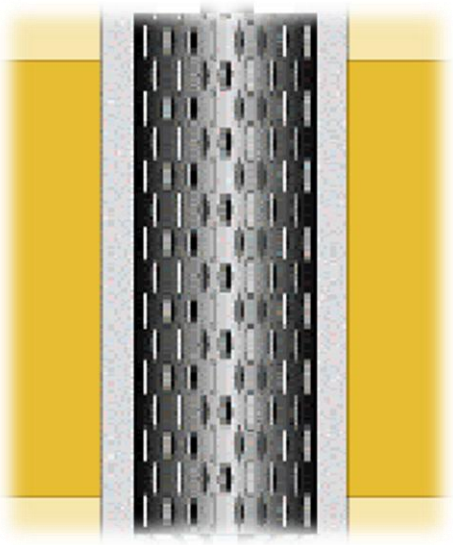


Figura. 3-2*. Esquema de un Liner Ranurado.*
Fuente: *Fonseca, F. Estudio Técnico de las Completaciones Hoyo Entubado con Empaque. Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo.*

Ventajas de las rejillas solas o liners ranurados.

- Fáciles de correr.
- Pueden ofrecer un control de arena razonablemente bueno en condiciones adecuadas.

Desventajas de las rejillas solas o liners ranurados.

- Si el puente que se ha formado no es estable, y se rompe, el "liner" o rejilla puede obstruirse con el tiempo debido a la reorganización de la arena de Formación.
- En pozos de alta tasa hay la posibilidad de que ocurra una falla del "liner" o rejilla por erosión.

3.1.2 POZOS DIRECCIONALES

Definición de Perforación Direccional

Perforación direccional es la ciencia que consiste en dirigir un pozo a través de una trayectoria predeterminada, para alcanzar un objetivo designado en el subsuelo.

Figura 3-3: *Esquema de un Pozo Direccional.*
Fuente: *Ingeniería de Perforación y Completación Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

.

Los pozos direccionales se clasifican de acuerdo a su configuración y diseño a lo largo del trayecto perforado hasta llegar al objetivo, lo cuales se detallan a continuación:

- Tipo Tangencial.
- En forma de “J”
- En Forma de S:
  Tipo “S”.
  Tipo “S” Especial.

Tipo Tangencial

La desviación deseada es obtenida a una profundidad relativamente llana y esta desviación se mantiene constante hasta el objetivo. Este tipo de pozo presenta muchas ventajas tales como:

−Configuración de la curva sencilla a lo largo de un rumbo fijo.
−Ángulo de inclinación moderado.
−Generalmente puntos de arranques someros.
−Menor riesgo de pega.

En Forma de “J”:

Este tipo de pozos es muy parecido al tipo tangencial, pero el hoyo comienza a desviarse más profundo y los ángulos de desviación son relativamente altos y se tiene una sección de construcción de ángulo permanente hasta el punto final.

En Forma de “S”:

En este tipo de pozo la trayectoria está configurada por una zona de incremento de ángulo, otra tangencial y una de disminución de ángulo. Estos tipos de pozos pueden ser de dos formas:

Tipo “S”

Constituido por una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial y una sección de caída de ángulo que llega a cero grados (0^{o}).

"S" Especial

Constituido por una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial intermedia, una sección de caída de ángulo diferente a cero grados (0º) y una sección de mantenimiento de ángulo al objetivo.

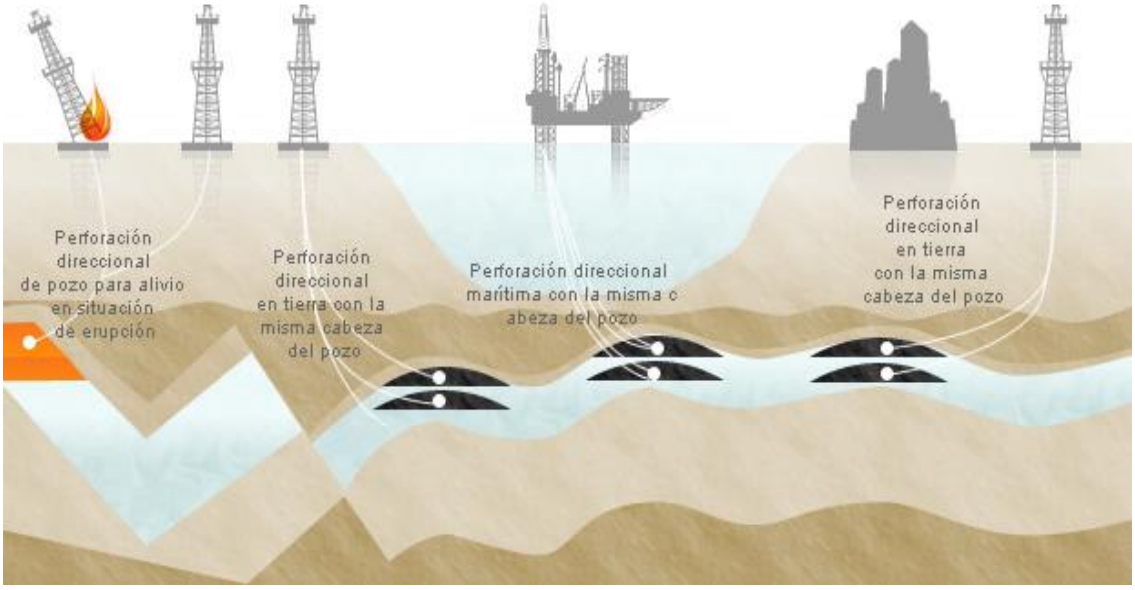


Figura 3-4. *Representación grafica de los beneficios de contar con pozos direcciones*
Fuente: *http://www.galpenergia.com*

El campo Fanny cuenta con 85 pozos direccionales perforados hasta el 18 de Septiembre del 2011, de los cuales 80 se encuentran en producción.

Fuente: *Ingeniería de Perforación Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

3.1.3 POZOS HORIZONTALES

Definición de Pozos Horizontales

Se denominan pozos horizontales aquellos con un ángulo de inclinación no menor de 86º respecto a la vertical. La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar en el mismo. Según el radio de curvatura, existen cuatro tipos de pozos horizontales básicos, cada uno de los cuales poseen una técnica que va en función directa con la tasa de incremento de ángulo y del desplazamiento horizontal. Adicionalmente, se requiere un ensamblaje especial de la sarta de perforación para poder obtener los grados de inclinación máximo hasta el objetivo.

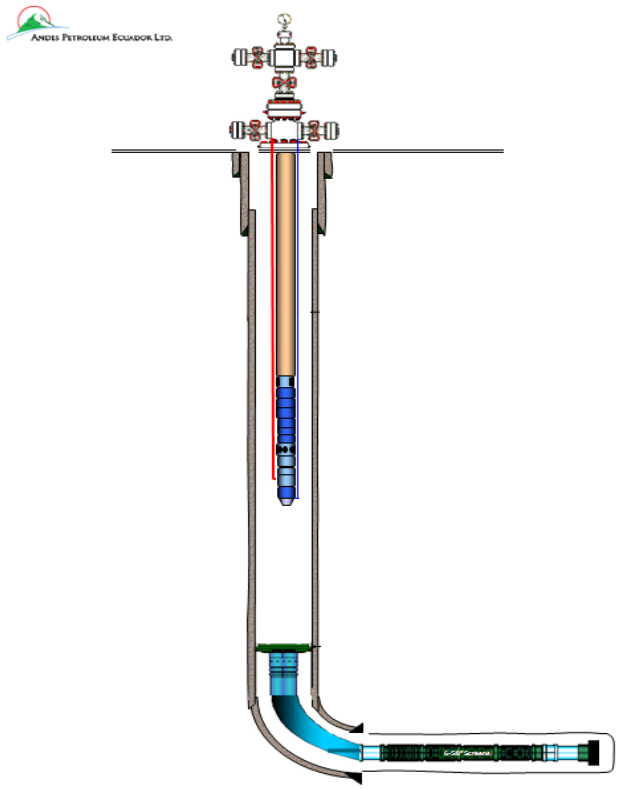


Figura 3-5: *Esquema de un Pozo Horizontal.*
Fuente: *Ingeniería de Perforación y Completación Andes Petroleum Ltd.*

Los pozos horizontales perforados adecuadamente pueden producir los siguientes beneficios:

- Los pozos horizontales pueden aumentar las tasas de producción 3 a 4 veces por encima de los pozos verticales.
- El costo extra de los pozos horizontales se paga con el aumento de las tasas de producción.
- En reservorios muy permeables, los pozos horizontales pueden reducir la cantidad de pozos y mejorar las tasas iníciales de producción/vida del pozo.
- En reservorios fracturados, delgados y discontinuos, los pozos horizontales incrementan significativamente la recuperación final debido al drenaje más eficiente
- El desarrollo de campos marginales puede resultar económicamente factible debido a la reducida cantidad de pozos requeridos para explotar el reservorio.

El campo Fanny 18B, cuenta con 19 pozos horizontales perforados hasta el 18 de Septiembre del 2011, de los cuales todos están produciendo y cumplen satisfactoriamente con las soluciones y beneficios antes mencionados.
Fuente: *Ingeniería de Perforación Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

3.2 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

3.2.1 FLUJO NATURAL

Se presenta cuando la presión en el yacimiento es tal que el petróleo fluye hacia la superficie sin la ayuda de algún mecanismo artificial, mezclado con gas y agua. En este caso se coloca la tubería de producción y en la parte superior o cabeza se instala el sistema de conexión y válvulas, que son las encargadas de controlar la presión de salida del fluido. La producción a flujo natural es considerada la más económica en la vida productiva del pozo.

Actualmente el campo Fanny no produce a flujo natural, debido a que las fuerzas gravitacionales que actúan en los yacimientos productores no son suficientes para levantar el fluido hasta la superficie.

3.2.2 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Bombeo Hidráulico

Es un mecanismo de producción de pozos petroleros, que actúa mediante la transferencia de potencia a una bomba de subsuelo con un fluido presurizado que es bombeado a través de la tubería de producción. La bomba de subsuelo actúa como un transformador convirtiendo la energía del fluido motriz en energía potencial o presión sobre los fluidos producidos.

La bomba de subsuelo tipo Jet, logra su acción de bombeo mediante la transferencia de energía entre dos corrientes de fluidos. La alta presión del fluido motriz enviado desde la superficie pasa a través de una boquilla donde su energía potencial o presión es convertida en energía cinética en la forma de chorro de fluido a gran velocidad. El fluido a producir es succionado y mezclado con el fluido motriz en la garganta de la bomba y llevado a superficie.

***Figura 3-6**: Representación grafica del Sistema de bombeo hidráulico.*
***Fuente**: http://www.sertecpet.com.ec/public_html/esp/producto.php*

No requiere de varillas o cables eléctricos para la transmisión de potencia a la bomba de subsuelo. Es un sistema con dos bombas una en superficie que proporciona el fluido motriz y una en el fondo que trabaja para producir los fluidos de los pozos. La bomba de subsuelo puede ser instalada y recuperada hidráulicamente o con unidades de cable. Los fluidos producidos pueden ser utilizados como fluido motriz. Su mantenimiento es de bajo costo y de fácil implementación.

Bombas de Cavidades Progresivas o PCP (Progressing Cavity Pump)

Su operación está basada en la acción continua de una bomba de cavidades progresivas estilo tornillo sin fin, cuyos requerimientos de potencia son suministrados por un motor eléctrico de superficie o subsuelo. Cuando el motor está ubicado en la superficie la transmisión de energía a la bomba se da a través de un eje y/o varillas que comunican el motor y la bomba desde la superficie hasta el subsuelo. Pero cuando el motor esta en el fondo, se lleva un cable desde superficie el cual les proporcionara la energía al motor para que opere y mueva la bomba.

Esta bomba es del tipo de desplazamiento positivo, su funcionamiento se baja en el principio del tornillo de Arquímedes para transportar los fluidos desde subsuelo hasta la superficie.

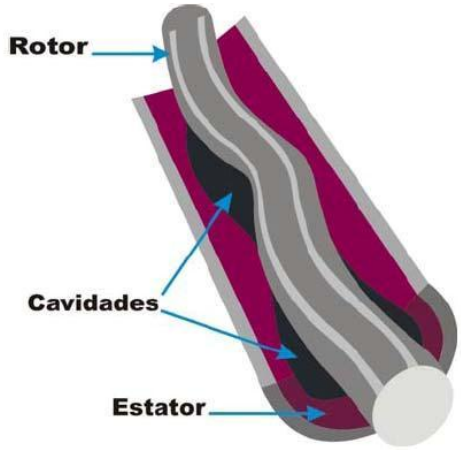


Figura 3-7: *Representación grafica de los componentes principales de la Bomba de Cavidades Progresivas.*
Fuente: *http://oil-mail.blogspot.com*

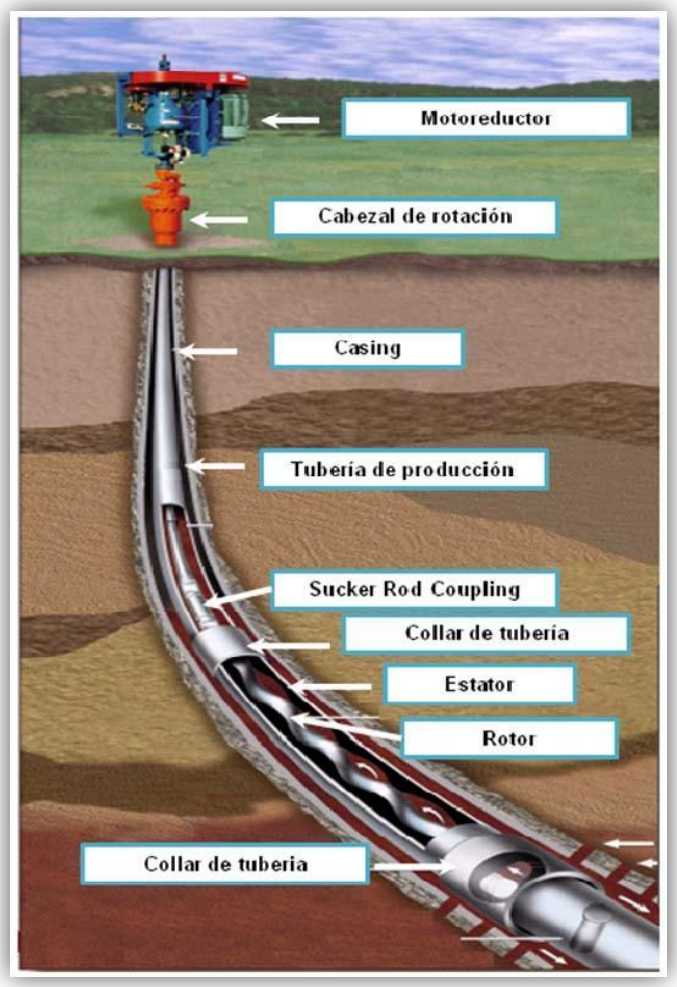


Figura 3-8: *Representación grafica de una Completación de producción con Bomba de Cavidades Progresivas.*
Fuente: *http://oil-mail.blogspot.com*

Principio de Funcionamiento.

Una vez que el conjunto estator – rotor se coloca a la profundidad programada, la unión de ambos forman cavidades definidas y selladas, a medida que el rotor gira, las cavidades progresan hacia arriba desde la admisión a la descarga de la bomba,

transportando los fluidos en forma continua a través de la tubería de producción desde el pozo (subsuelo) hasta la estación de flujo (superficie).

Bombeo Electro Sumergible o ESP (Electrical Submersible Pump)

Es un método de levantamiento artificial altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos. Tiene como principio fundamental levantar el fluido del reservorio hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de la bomba electro sumergible. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor.

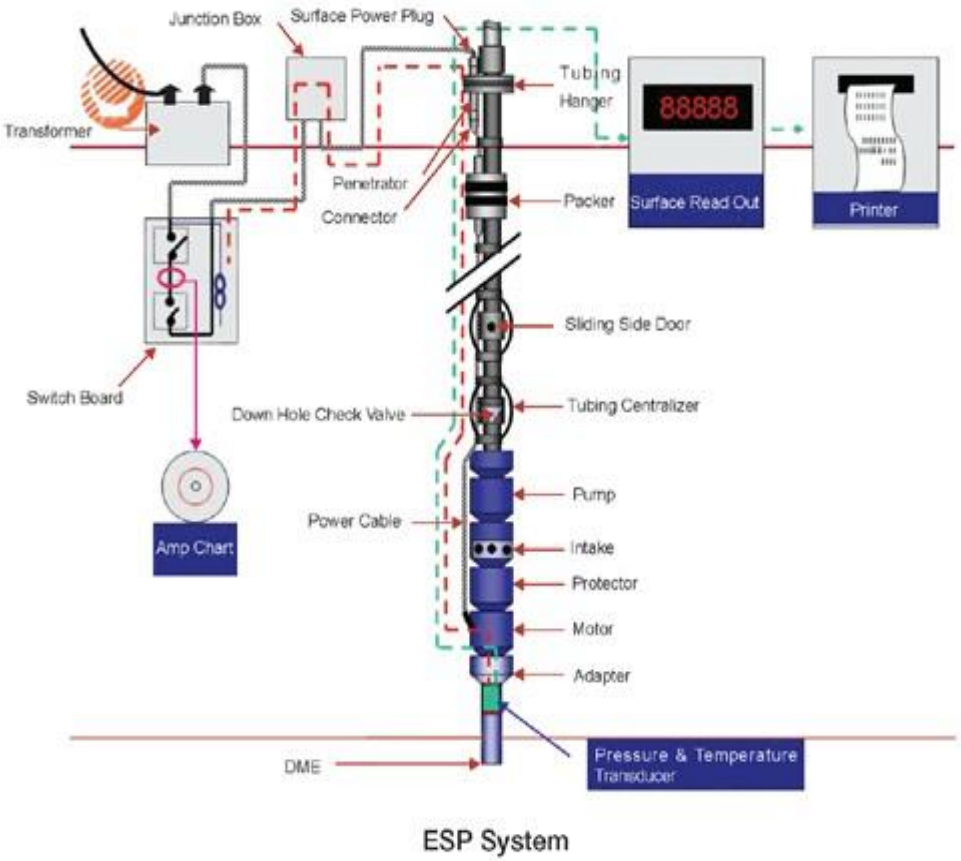


***Figura 3-9**: Componentes del equipo ESP*
***Fuente:** http://www.cnpc.com.cn/cptdc/en/productsservices/cysb/part4/*

- Equipos de Superficie

Paneles de control: consiste en un arrancador de motor, circuitos para la protección de sobrecarga o baja carga y de un temporizador, interruptor de desconexión manual o automático.

Variadores de frecuencia: permite flexibilidad en el bombeo, extender la vida útil del equipo de fondo, proveer un arranque suave, velocidad controlada y supresión de estrangulamientos en superficie.

Transformadores: dispositivo electromagnético transmisor de potencia, transforma la corriente continua a corriente alterna.

Caja de venteo: se encuentra ubicada entre el cabezal de pozo y el tablero de control por seguridad, ya que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica del tablero. Los conductores del cable quedan expuestos a la atmósfera.

Cabezal: soporta el peso total del equipo de fondo. Pueden ser tipo hércules (baja presión) y roscado (alta presión).

Cables

Cable de potencia: trifásico de configuración plana que transmite energía eléctrica al sistema. Representa una parte considerable de la inversión total en la unidad y es diseñado y fabricado para condiciones especificas de temperatura.

Cable de potencia con tubo capilar: uno o dos tubos capilares facilitan la inyección de productos químicos desde superficies (anticorrosivos, diluyentes y antiespumantes)

- Equipos de Subsuelo

  Bomba: del tipo centrífugo de múltiples etapas, el número de ellas determina la carga total generada y la potencia requerida.

  Motor electro sumergible: es un motor de inducción, bipolar, tipo jaula de ardilla, se encuentra lleno de aceite para enfriamiento y lubricación. Resiste altos esfuerzos de torsión de arranque.

  Secciones sellantes: evitan la migración de los fluidos del pozo hacia el motor, ya que si ingresan acabarían con el rendimiento del motor eléctrico.

  Succión o Intake con separadores de gas: es un dispositivo que ayuda a eliminar la mayor cantidad de gas en solución contenido en el fluido, orientándolo hacia la zona anular.

  Cable conductor eléctrico: la energía eléctrica necesaria para impulsar el motor, se lleva desde la superficie por medio de un cable conductor, el cual debe elegirse de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor en el fondo del pozo, y que reúna las propiedades de aislamiento que impone el tipo de fluidos producidos.

  Sensor de Fondo: el sensor de presión es un equipo que se coloca acoplado en la parte final del motor. Está constituido por circuitos que permitan enviar señales a superficie registradas mediante un instrumento instalado en controlador, convirtiendo estas, en señales de presión a la profundidad de operación de la bomba.

El bombeo Electro Sumergible es el sistema de levantamiento artificial con el que se produce en los 16 pozos del Well Pad Fanny 20.

Fuente: *Ingeniería de Producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

3.3 FACILIDADES DE SUPERFICIE

3.3.1 REDES DE PRODUCCIÓN

Para un análisis integral del sistema, la aplicación PIPESIM permite optimizar el sistema de producción, modelar redes complejas que pueden incluir enlaces, líneas paralelas y reducciones. El algoritmo de solución puede modelar redes de recolección, distribución e inyección.

Esto le proporciona el conocimiento detallado de los componentes termo-hidráulicos del sistema, que resulta crucial para el diseño de la línea de flujo y las cuestiones relacionadas con el aseguramiento del flujo, particularmente en el caso de sistemas multifásicos complejos.

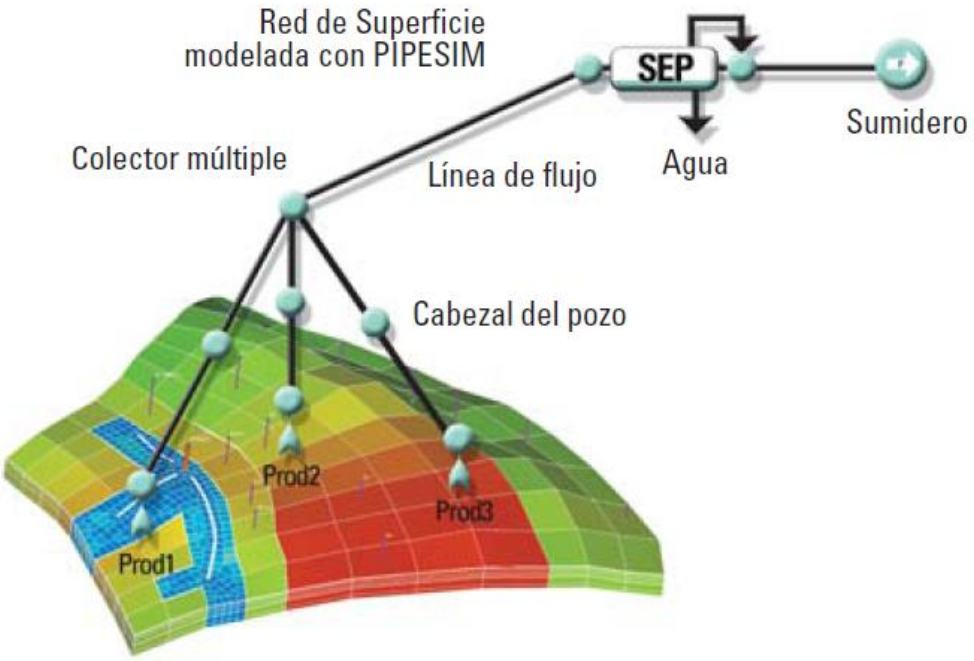


Figura 3-10: *Ilustración grafica de las de cómo se une el análisis nodal de fondo con las redes de producción en superficie.*

Fuente: *Marco teórico. Software Pipesim Nodal Analysis.*

Este mejoramiento del programa le proveerá las herramientas para efectuar el análisis de redes típico, incluyendo:

- La identificación de cuellos de botella y restricciones en la producción
- La evaluación de los beneficios de contar con pozos nuevos, líneas de conducción adicionales, compresión, y demás
- El cálculo de la productividad de los sistemas de recolección de campo
- La predicción de los perfiles de presión y temperatura a través de trayectos de flujo complejos
- La planeación del desarrollo de campos petroleros
- La resolución de las redes de fondo de pozo presentes en los pozos multilaterales.

Una vez construida la red de producción, se puede introducir los elementos de tiempo para analizar el impacto del comportamiento del yacimiento sobre la estrategia de desarrollo de campos petroleros.

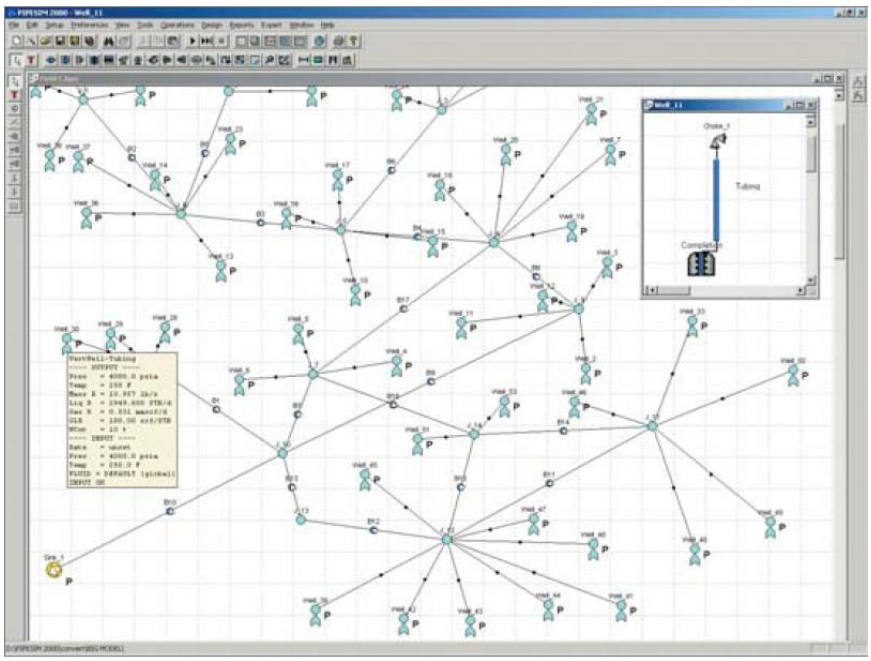


Figura 3-11: *La capacidad de PIPESIM puede ampliarse para modelar sistemas complejos desde el yacimiento hasta las instalaciones de superficie con el módulo Network Analysis.*

Fuente: *Marco teórico. Software Pipesim Nodal Analysis.*

3.3.2 FACILIDADES CENTRALES DE PRODUCCIÓN

MPF (Main Production Facilities) es una planta de procesos que tiene una capacidad operativa para 180000 BFPD, fue construida en el año 1998, bajo diseño y estándar Canadiense. Arranco a la operación en el 01 de Octubre del mismo año, todos los sistemas y equipos tienen la capacidad suficiente, para brindar una operación eficiente y segura.

La Planta de procesos recibe los fluidos de emulsión proveniente de los pozos productores de las diferentes plataformas múltiples del campo Fanny 18B, en la primera fase, los fluidos son separados en tres etapas, gas, agua y petróleo. Las operaciones de separación se las realiza a una presión de 40 psi @ 180°F.

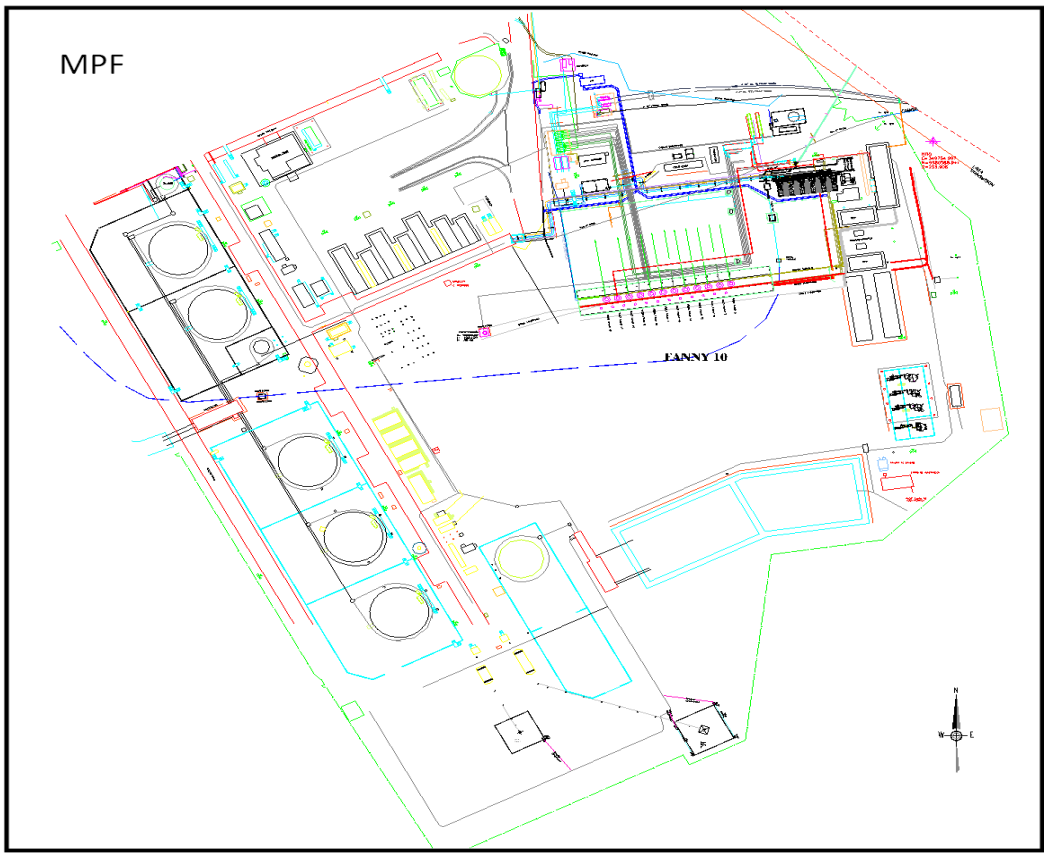


Figura 3-12: *Esquema de MPF Facilidades centrales de Producción del Campo Fanny 18B.*

Fuente: *Ingeniería de Facilidades de producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

El petróleo crudo, luego de ser procesado y estar dentro de las especificaciones de calidad, es cuantificados en los sistemas de medición de alta confiabilidad “Unidades LAC´T “ y finalmente es transferido a través de una línea de 16” hasta la Estación de bombeo Dorine-5. Estación donde concentra todas las producciones del campo para bombearlas hasta Lago Agrio para su fiscalización.

La fase de agua de producción proveniente de los separadores, es direccionada al skim tank T-430 y luego trasvasada al tanque de inyección T-440 de donde alimenta a las bombas booster y finalmente entrega el agua a la succión de las bombas del sistema de inyección, para ser enviada a los pozos inyectores Isabel 1, Isabel 2, Isabel 3, Isabel 4, Fanny 18B 40, Fanny 18B 41, Fanny 18B 82.

Las facilidades de la estación están equipadas de la siguiente manera:

- ✓ Un manifold de 12 líneas de pozos, con distribución hacia tres trenes de separación.
- ✓ 3 trenes de separación (FWKO-Separador de producción).
- ✓ 1 Separador de pruebas.
- ✓ 2 Botas desgasificadoras.
- ✓ 2 Teas de quemado de gas residual del proceso.
- ✓ 5 tanques para las operaciones de procesos de agua y crudo de producción, de 16000 bls. cada uno.
- ✓ Sistema de gas de gas blanket para alimentación de los tanques de almacenamiento de crudo y agua.
- ✓ 1 tanque de 10000 bls. de capacidad, para almacenamiento de crudo.
- ✓ Sistemas de recuperación de gas y vapor provenientes de los tanques de crudo y agua.
- ✓ Sistema de inyección de agua de producción.
- ✓ Sistema de medición y transferencia de crudo.
- ✓ Sistema de seguridad y cierre de emergencia.
- ✓ Sistema contra incendios.
- ✓ Cuarto con control lógico programable “P.L.C”
- ✓ Monitores del sistema Scada.

PLATAFORMA FANNY 20:

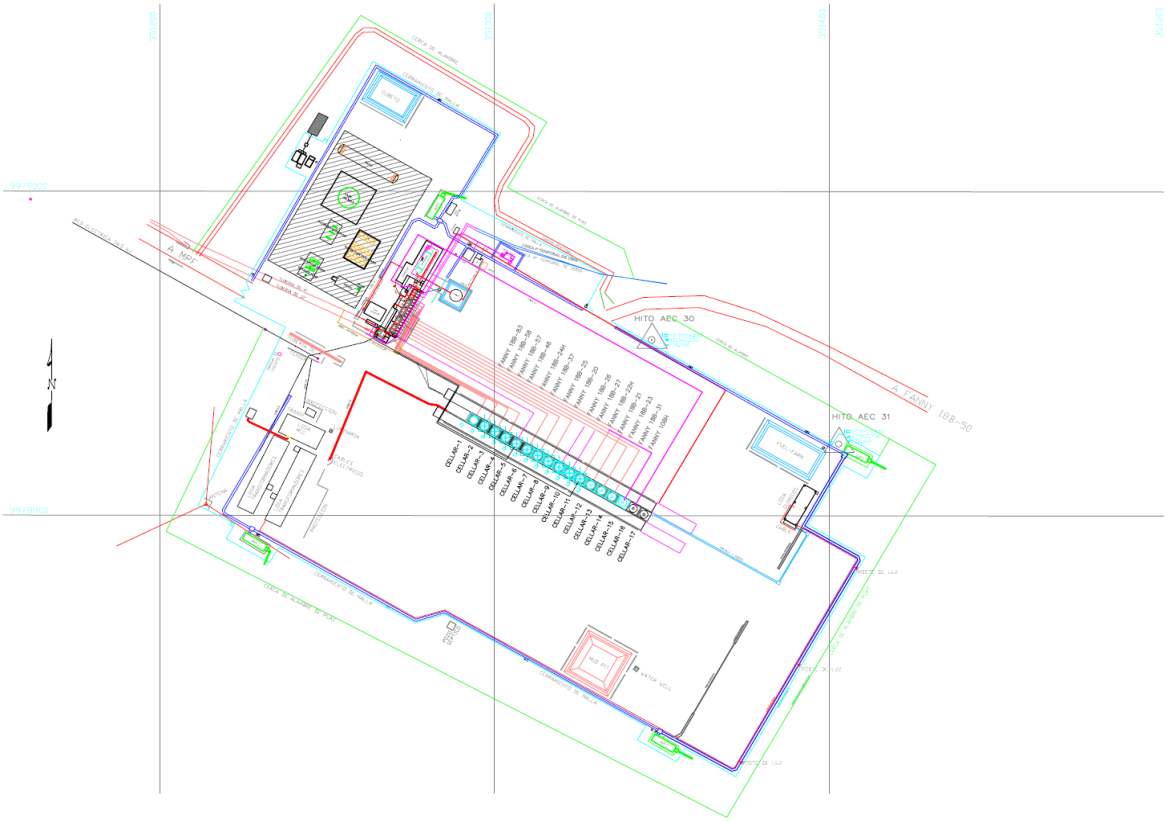


Figura 3-13: *Esquema de la Plataforma Fanny 20*

Fuente: *Ingeniería de Facilidades de producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

Líneas de Flujo:

- Diámetro: 4” NPS
- Material: A-106 Grado B Seamless
- Espesor: 0.337 plg (Sch. 80).
- Recubrimiento: Polikem
- ANSI: 600

Lanzador:

Lanzador linea 4” ANSI 600#, MAWP: 1440 PSI @170ºF

Manifold:

- Capacidad: 16 pozos
- ANSI Clase: 600#
- Línea de grupo: 12 plg
- Línea de prueba: 4”

Separador de Prueba:

- Identificación: V-100
- Capacidad: 10,000 BFPD
- Presión de diseño: 670 psig @ 200°F
- Temperatura de diseño: 200°F
- Dimensiones: 1,829 mm Diámetro x 7,315 S/S

Pop Tank:

- Identificación: T-700
- Capacidad: 200 Bls.
- Presión de diseño: Atmosférica
- Dimensiones: Tanque: Diámetro 3,658 mm x Altura 3,000 mm
- Dique: 6,000 x 6,000 x 1,000 mm
- Norma: API 650

Compresor (aire de instrumentación):

- Identificación: K-610A/B
- Capacidad: 19.6 cfm
- Modelo: Quincy 325L
- Capacidad: 9.2 GPD a 92 GPD

Sistema de Inyección de Químico:

- Identificación: P-5000-A/B
- Bomba: Texteam

- Modelo: 4333-2
- Capacidad: 9.2 GPD a 92 GPD

DESCRIPCION:

La emulsión de los pozos del Well Pad Fanny 20 ingresa a un manifold, en donde existe la posibilidad de enviar el fluido de cada pozo hacia la línea de grupo o hacia la línea de prueba, para ser evaluado en el Separador de Prueba allí instalado.

La función del Separador de Prueba es la de separar las tres fases (petróleo, agua y gas) del fluido proveniente del pozo a evaluar, una vez separadas las fases en mención se realizan la medición de las mismas, posterior a ello, las tres fases cuantificadas se unen nuevamente en una línea para conectarse a la línea de grupo del manifold existente y ser enviado este fluido para su tratamiento y deshidratación en las facilidades de MPF.

Figura 3-14: *Separador de Prueba del Well Pad Fanny 20.*

Fuente: *Campo Petrolero Fanny 18B operado por Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

3.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

Los historiales de producción para cada pozo del *Well Pad Fanny 20*, se presentan gráficamente a continuación lo mismos que resultan de los datos obtenidos mediante pruebas de producción desde el año 2002 hasta el 2010.

- Pozo Fanny 18B 20

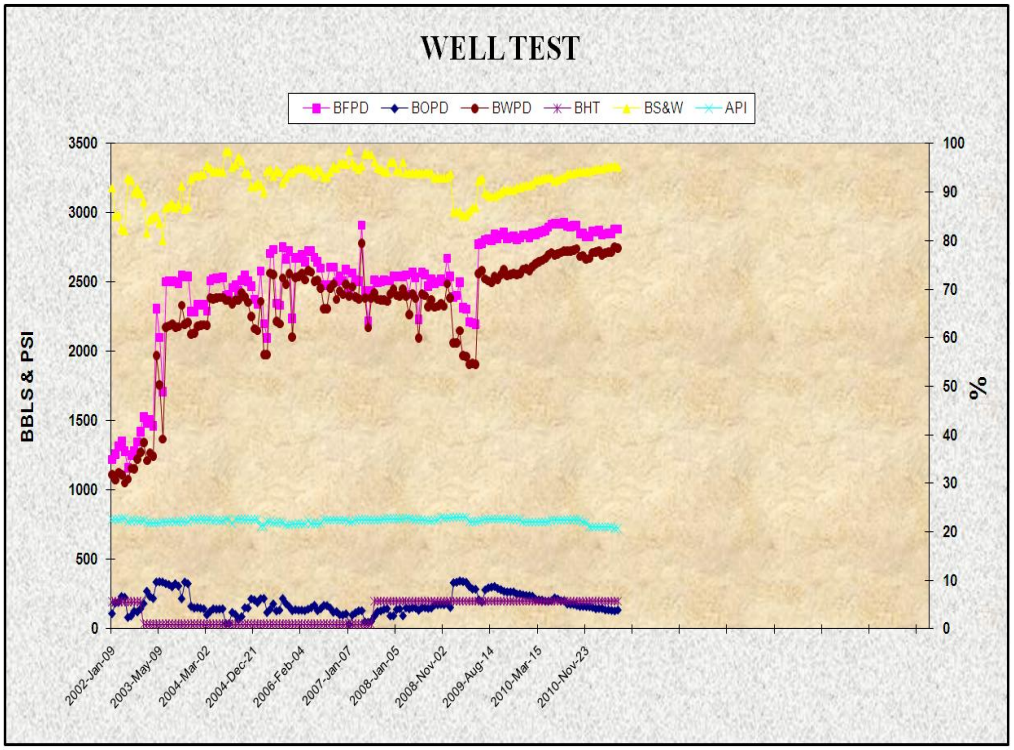


Figura 3-15: *Historial de producción del Pozo Fanny 18B 20.*
Fuente: *Ingeniería de Producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

- Pozo Fanny 18B 21

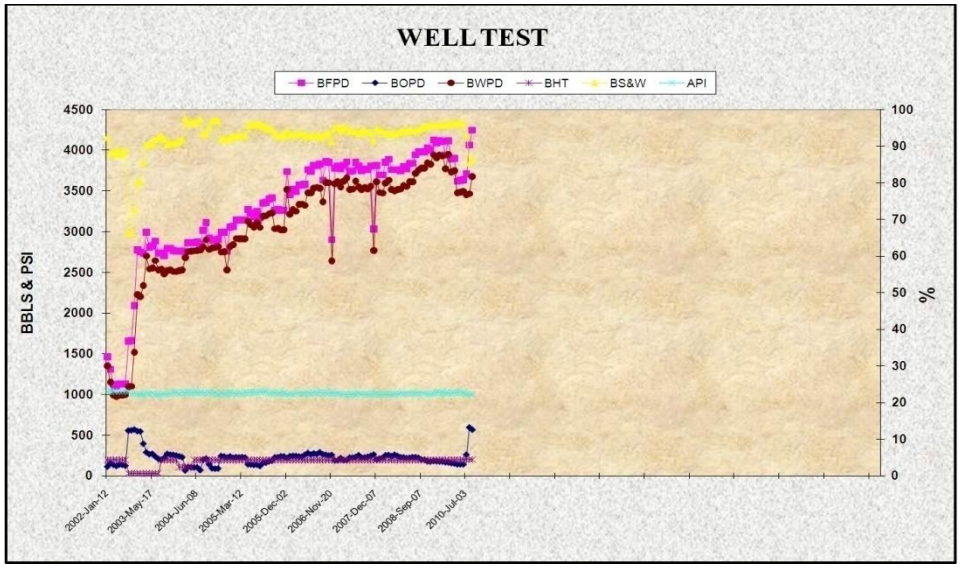


Figura 3-16: *Historial de producción del Pozo Fanny 18B 21*
Fuente: *Ingeniería de Producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

- Pozo Fanny 18B 23 RE

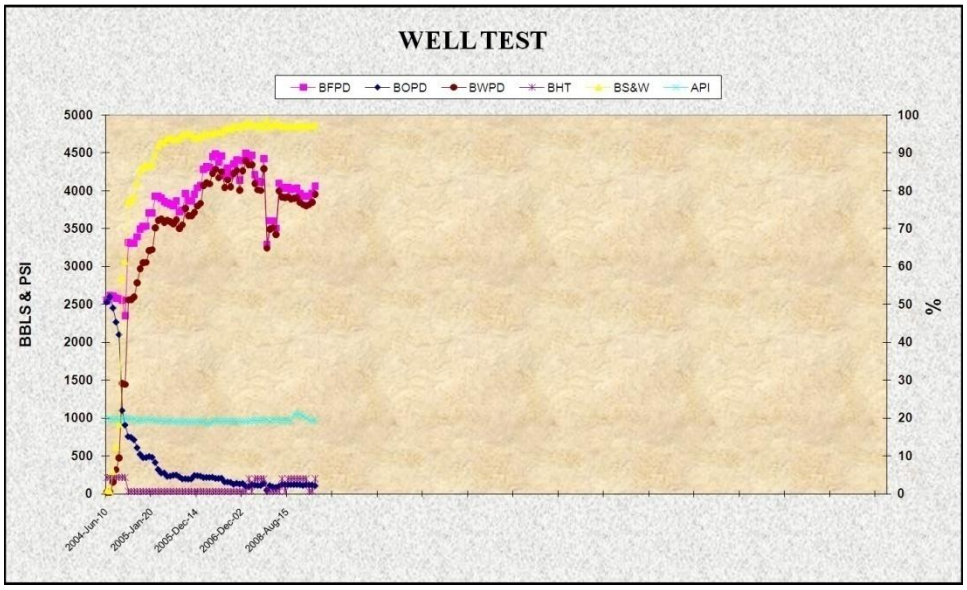


Figura 3-17: *Historial de producción del Pozo Fanny 18B 23 RE*
Fuente: *Ingeniería de Producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

- Pozo Fanny 18B 24 H

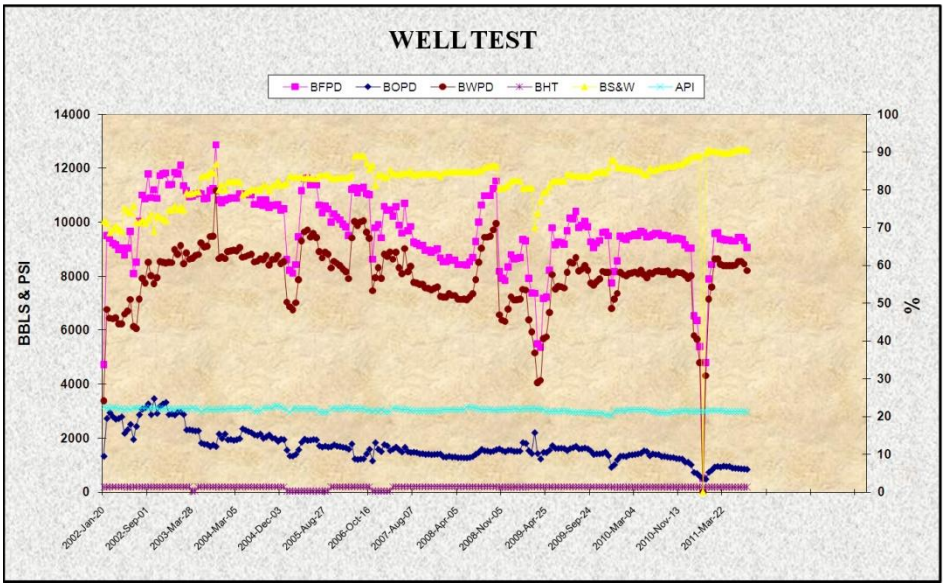


Figura 3-18: *Historial de producción del Pozo Fanny 18B 24 H.*
Fuente: *Ingeniería de Producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

- Pozo Fanny 18B 25

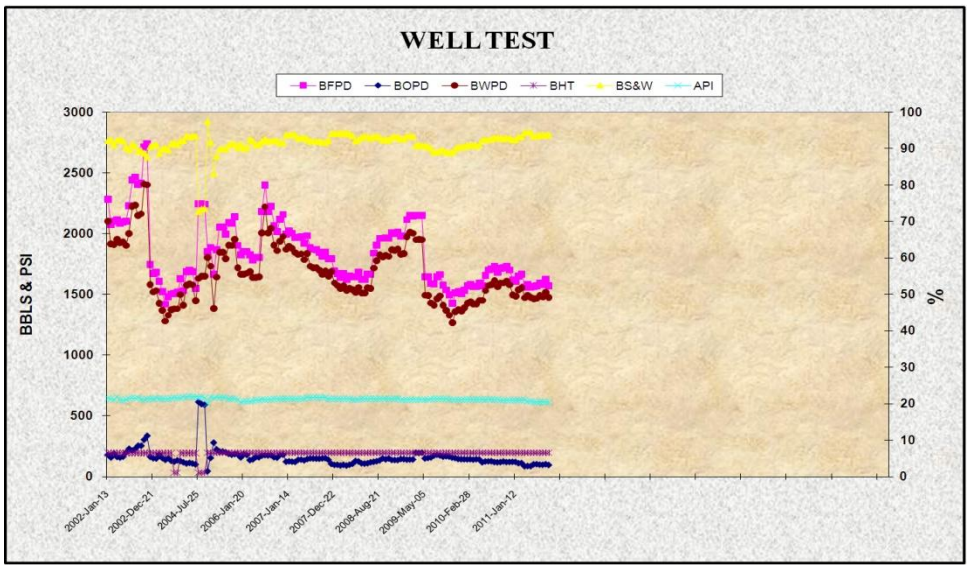


Figura 3-19: *Historial de producción del pozo Pozo Fanny 18B 25.*
Fuente: *Ingeniería de Producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

- Pozo Fanny 18B 31

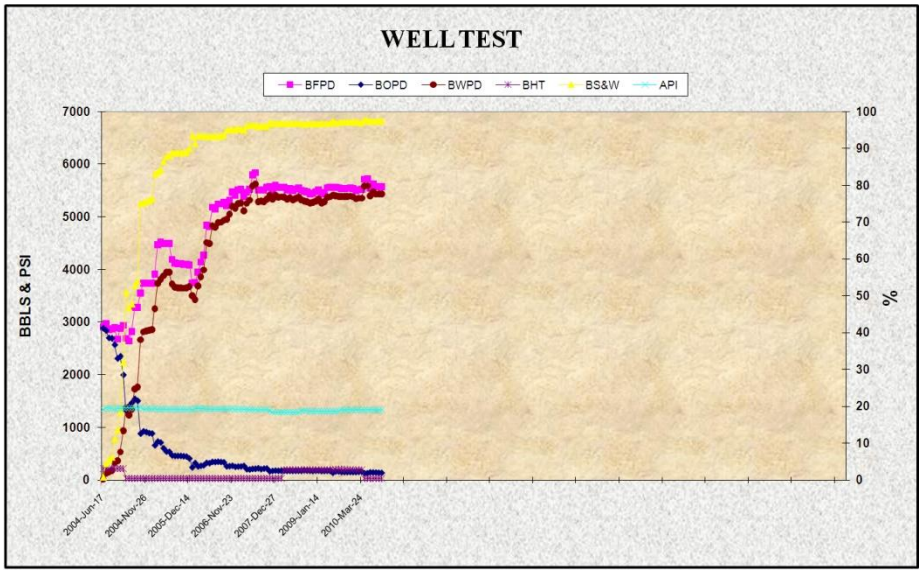


Figura 3-20: *Historial de producción Pozo Fanny 18B 31.*
Fuente: *Ingeniería de Producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

- Pozo Fanny 18B 37

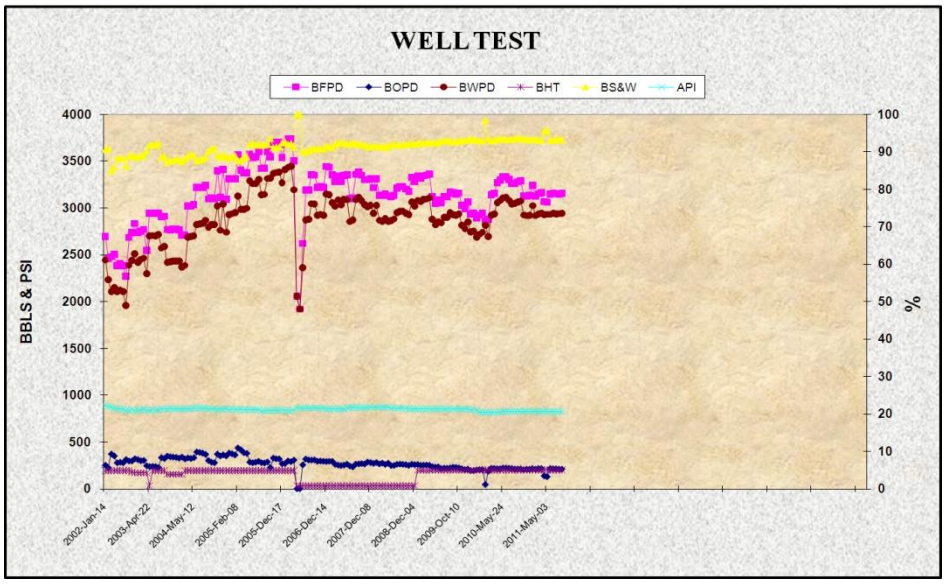


Figura 3-21: *Historial de producción del Pozo Fanny 18B 37.*
Fuente: *Ingeniería de Producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

- Pozo Fanny 18B 46

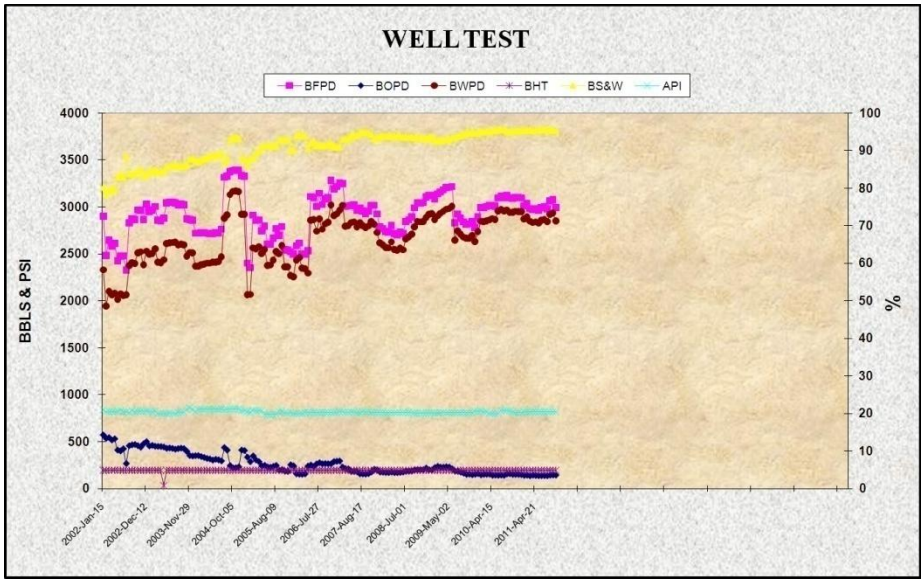


Figura 3-22: *Historial de producción del Pozo Fanny 18B 46.*
Fuente: *Ingeniería de Producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

- Pozo Fanny 18B 57

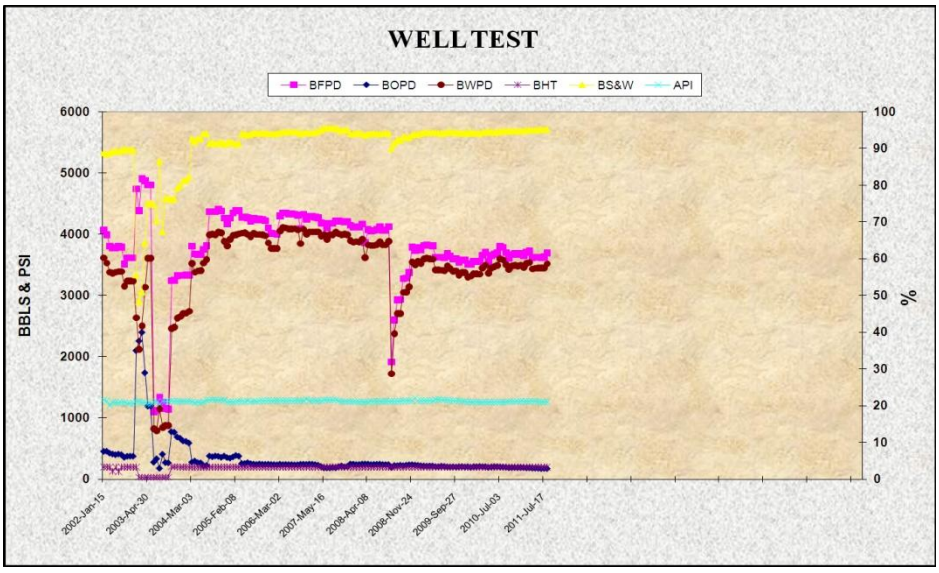


Figura 3-23: *Historial de producción del Pozo Fanny 18B 57.*
Fuente: *Ingeniería de Producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

- Pozo Fanny 18B 83

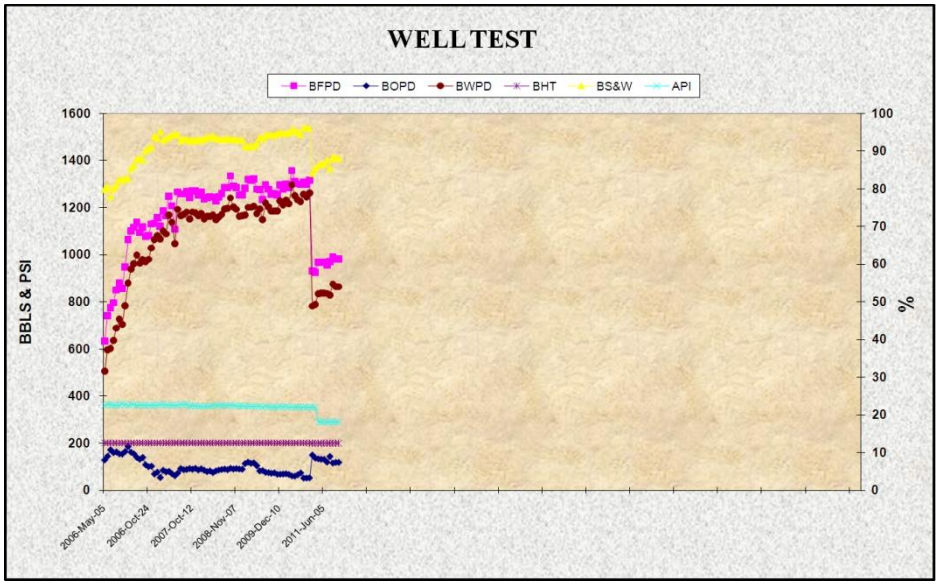


Figura 3-24: *Historial de producción del Pozo Fanny 18B 83.*
Fuente: *Ingeniería de Producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

- Pozo Fanny 18B 108 H

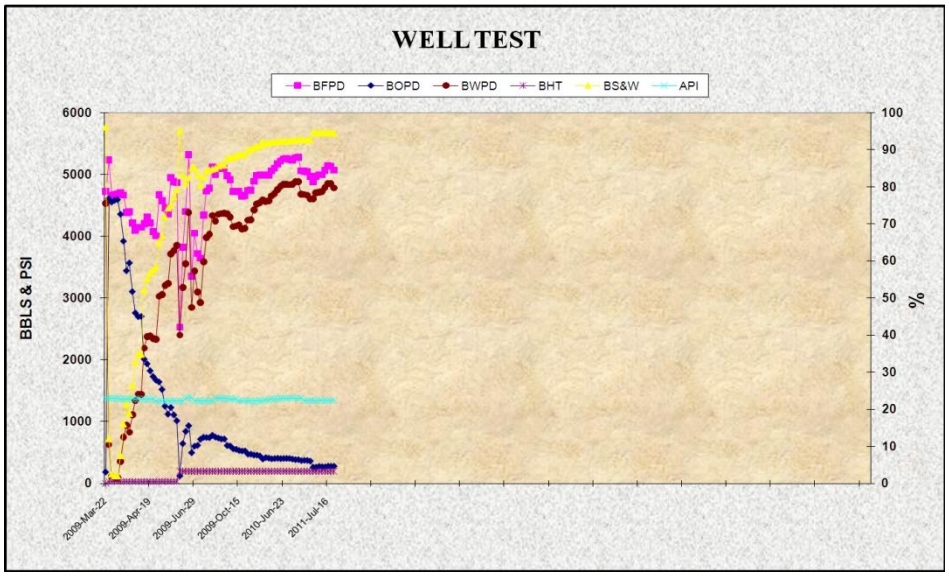


Figura 3-25: *Historial de producción del Pozo Fanny 18B 108 H.*
Fuente: *Ingeniería de Producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

- Pozo Fanny 18B 120 H

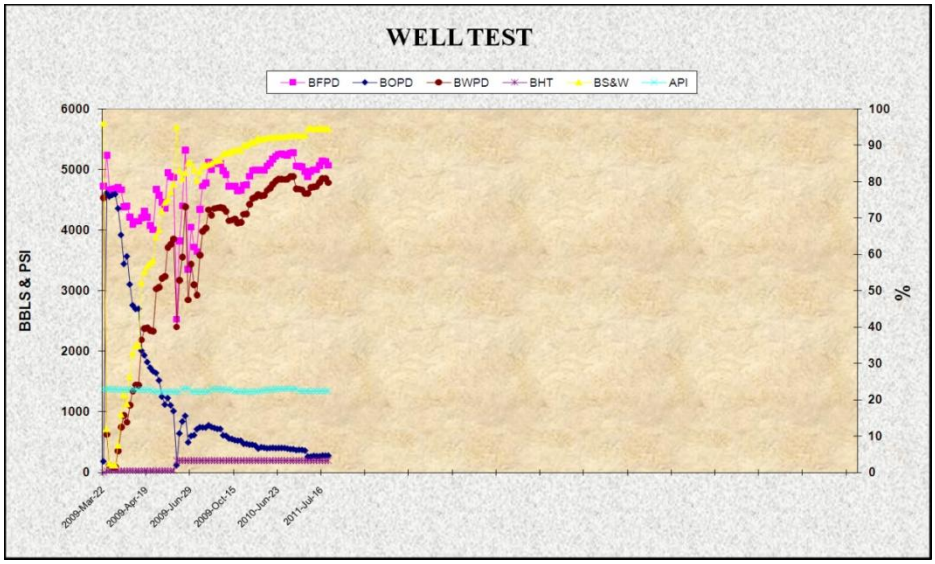


Figura 3-26: *Historial de producción del Pozo Fanny 18B 120 H.*
Fuente: *Ingeniería de Producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

- Pozo Fanny 18B 121 H

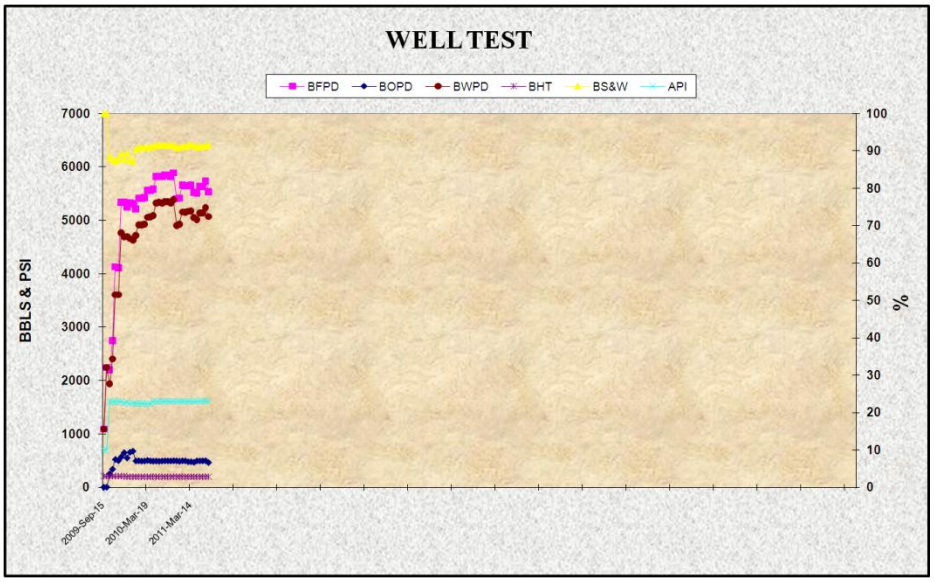


Figura 3-27: *Historial de producción del Pozo Fanny 18B 121 H.*
Fuente: *Ingeniería de Producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

- Pozo Fanny 18B 123 H

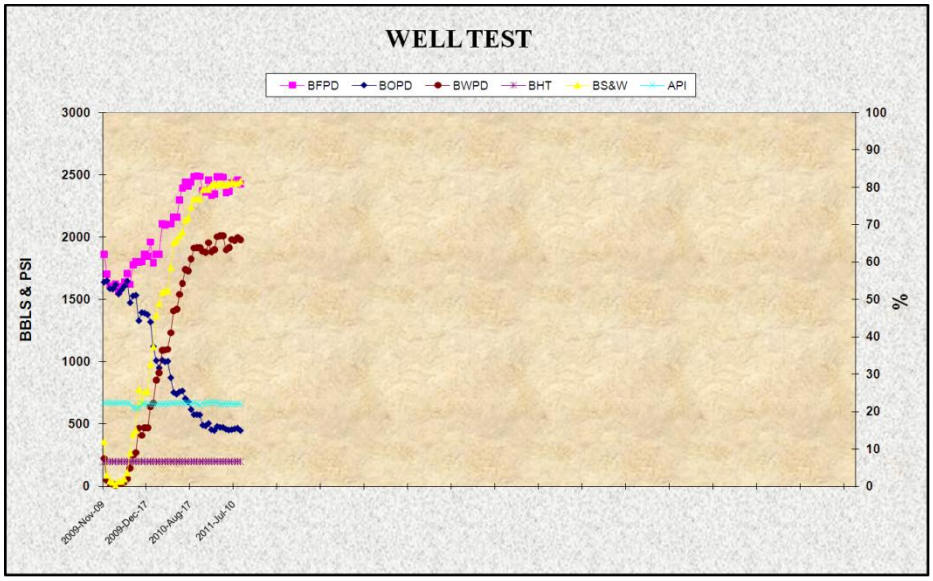


Figura 3-28: *Historial de producción del Pozo Fanny 18B 123 H.*
Fuente: *Ingeniería de Producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

- Pozo Fanny 18B 132 H

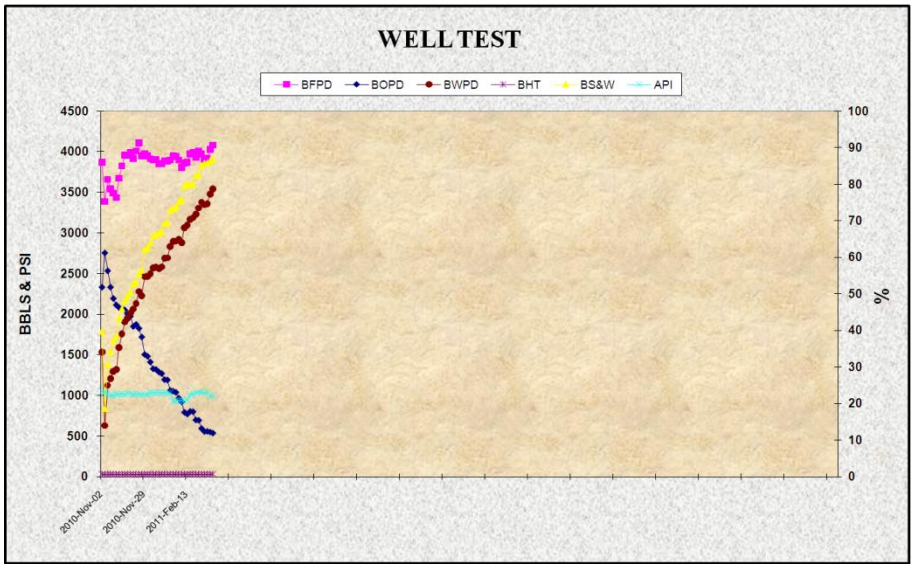


Figura 3-29: *Historial de producción del Pozo Fanny 18B 132 H.*
Fuente: *Ingeniería de Producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

- Pozo Fanny 18B 133 H

Figura 3-30: *Historial de producción del Pozo Fanny 18B 133 H.*
Fuente: *Ingeniería de Producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

3.5 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS

Reacondicionamiento de Pozos o WorkOver

Introducción

La etapa productiva de un pozo necesita una serie de operaciones que en realidad constituyen su terminación. Durante su vida productiva es necesario su reacondicionamiento para aprovechar correctamente la energía del yacimiento, así como eliminar problemas mecánicos que impidan su producción, o su inyección, en el caso recuperación secundaria o terciaria, hasta llegar a su taponamiento.

Definición

Son todas aquellas intervenciones realizadas en los pozos para mantener la producción, mejorar la recuperación de hidrocarburos o cambiar horizontes de producción aprovechando al máximo la energía propia del yacimiento.

Historial de reacondicionamiento

El histórico de reacondicionamiento o workover muestra en detalle la fecha y el objetivo de la intervención en el pozo, los mismos que pudieron haber sido efectuados para estimular el pozo e incrementar la producción o solucionar problemas mecánicos que se presenten en el sistema de levantamiento artificial y que haya provocado una caída en la producción.

Wellpad Fanny 20

En el Anexo B Capítulo III, se muestra el histórico de producción del Wellpad Fanny 20. Sin embargo no se presentan los históricos de reacondicionamientos de los pozos: Fanny 18B 83, 121H, 123H, 132H, 133H, porque hasta el 18 de Septiembre del 2011continúan produciendo con las completaciones iniciales y el equipo de levantamiento artificial trabaja sin complicaciones, por ende no ha sido necesario un Workover.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN Y APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL

4.1 ANÁLISIS NODAL

4.1.1 INTRODUCCIÓN

El análisis nodal se realiza con el software *Pipesim*, el cual permite establecer un modelo de simulación, para predecir el comportamiento de producción de los pozos en el *Wellpad Fanny 20*, haciendo algunas modificaciones de sensibilidad las cuales se verán reflejadas en datos de presión e incremento en la producción de petróleo.
El análisis nodal es una herramienta que nos permite evaluar y simular un sin número de parámetros, de nuestro interés podemos señalar los siguientes:

—Determinar el daño
—Obtener pronósticos de producción
—Determinar caídas de presión
—Evaluar producción simulando diferentes cambios en el sistema
—Determinar diámetro óptimo en tuberías de producción.

4.1.2 CONCEPTO DE ANÁLISIS NODAL

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 cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el

cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.

4.1.3 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL

El procedimiento del análisis nodal ha sido reconocido en la industria petrolera como un medio adecuado para el diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con un sistema artificial de producción, debido a las necesidades energéticas, y a los incentivos derivados del precio de los hidrocarburos.

En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndole en tres componentes básicos:

1. Flujo a través de un medio poroso en el yacimiento, considerando el daño ocasionado por lodos de perforación y cemento.

2. Flujo a través de la tubería vertical en la sarta de producción, considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad y estranguladores de fondo.

3. Flujo a través de la tubería horizontal en la línea de descarga, considerando el manejo de estranguladores en superficie.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema (ver Figura 4-1).

Entonces, variando los gastos y empleando el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos.

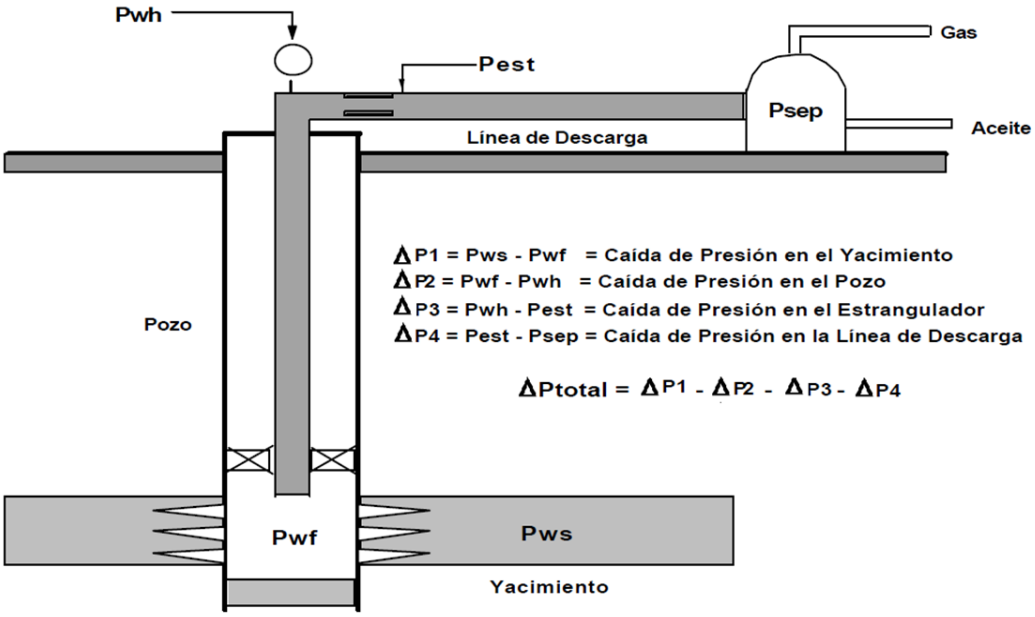


Figura 4-1. *Componentes básicos del sistema de análisis nodal.*

Fuente:*http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/mip/carreon_s_r/capitulo4.pdf*

4.1.4 PUNTOS DE ANÁLISIS Y CONDICIONES DE OPERACIÓN

Después de seleccionar un nodo de solución, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, el cual generalmente es la presión estática del yacimiento, hasta que se alcanza la convergencia en las iteraciones de cálculo para obtener el valor del nodo de solución. Para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá conocer la presión en el punto de partida.

En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo éstas la presión estática del yacimiento (Pws) y la presión de separación en la superficie (Psep).

Por lo tanto, los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida.

Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, sino que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

Las curvas de comportamiento de afluencia obtenidas, son función de los siguientes puntos claves del sistema:

a) Características del yacimiento.
b) Características de la tubería de producción y línea de descarga.
c) Presión en el nodo inicial y final del sistema.
d) Porcentaje de agua producido
e) Relación gas-líquido
f) Longitud de las tuberías.
g) Temperatura
h) Características de los fluidos a manejar
i) Topografía del terreno en el caso de la línea de descarga.
j) Grado de desviación del pozo.

La selección del nodo o nodos iníciales depende grandemente del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición deberá ser tal que muestre, de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones, para que como resultado final se tenga una evaluación total del problema, dando así una solución confiable.

Un punto importante es que, además de las razones técnicas, se tendrá que aportar también una justificación económica, validando con ello de manera completa la solución encontrada.

4.1.5 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 $\overline{P_R}$, 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)

$$\overline{P_R} - \Delta P(upstream\ componentes) = P_{nodo}$$

Salida del nodo (outflow)

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

La caída de presión $\boldsymbol{\Delta_P}$, en cualquier componente varia con el caudal, **q.** Por lo tanto un grafico de la presión versus el nodo el caudal producirá dos curvas, la cuales se interceptan satisfaciendo las dos condiciones 1 y 2 antes mencionadas. Este procedimiento es ilustrado en el siguiente grafico:

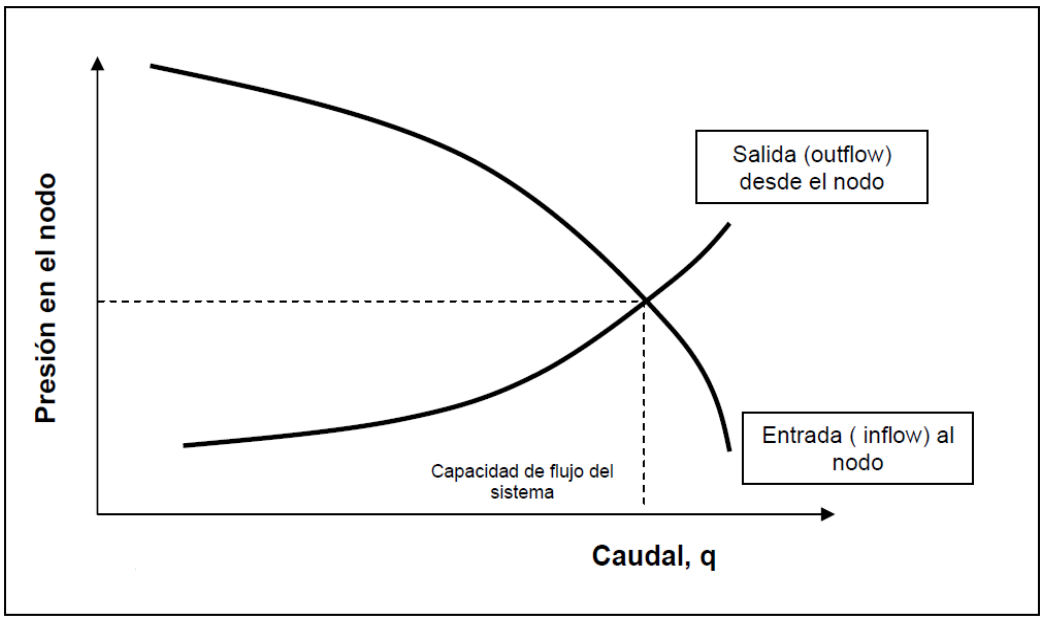


Figura 4-2. *Grafico de presión en el nodo vs caudal.*
Fuente: *Hirschfelt-Oilproduction.net*

El efecto del cambio en cualquier componente puede ser analizado recalculando la presión en el nodo versus el caudal, usando las nuevas características del componente que fue cambiado.

Si el cambio fue realizado en un componente de *upstream* la curva de salida *outflow* no sufrirá cambios. Por lo tanto si cualquier curva es cambiada, la intersección también lo hará y existirá entonces una nueva capacidad de flujo y presión en el nodo.

Las curvas también se pueden desplazar si cambian cualquiera de las condiciones fijas, por ejemplo una depletación en la presión del reservorio o un cambio en las condiciones del separador o instalaciones receptoras en superficie.

El procedimiento puede ser ilustrado considerando un sistema simple de producción y eligiendo la presión de boca de pozo como nodo el cual se presenta como punto 3 en la Figura 4-3.

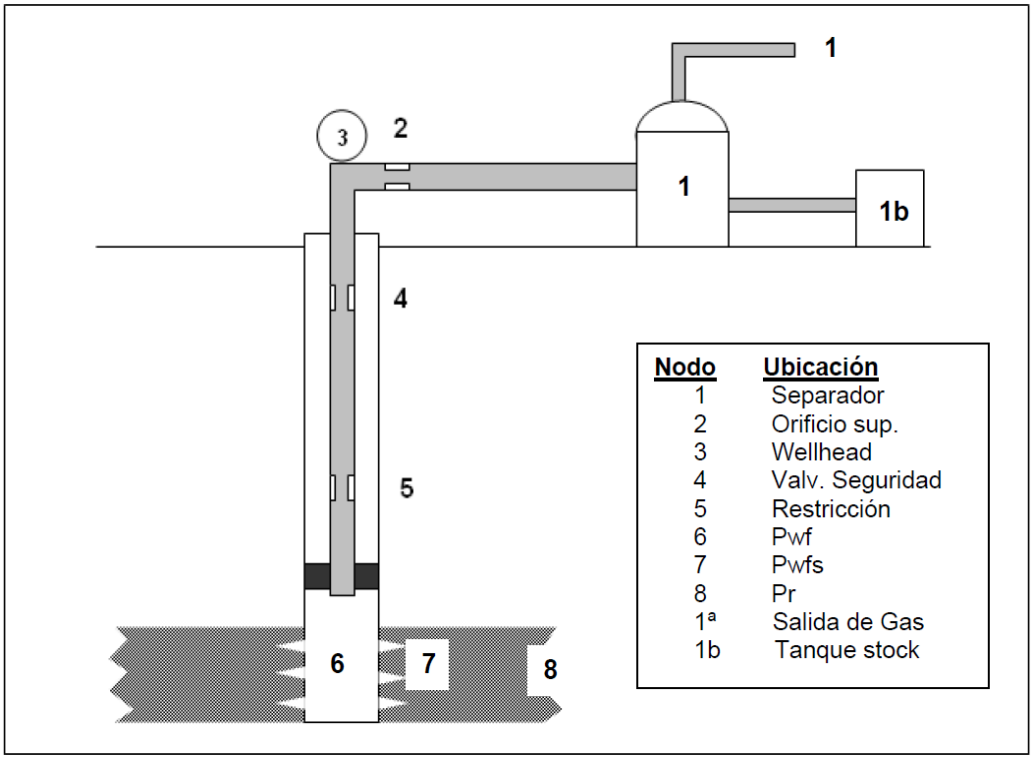


Figura 4-3. *Sistema simple de producción considerando 8 puntos de análisis.*
Fuente*: Hirschfelt-Oilproduction.net*

Entrada al nodo (Inflow)

$$\overline{P_R} - \Delta_{P_{res}} - \Delta_{P_{tubing}} = P_{wh}$$

Salida del nodo (outflow)

$$P_{sep} + \Delta P_{flowline} = P_{wh}$$

El efecto sobre la capacidad de flujo debido al cambio del diámetro de tubings es ilustrado gráficamente en la Figura 4-4.

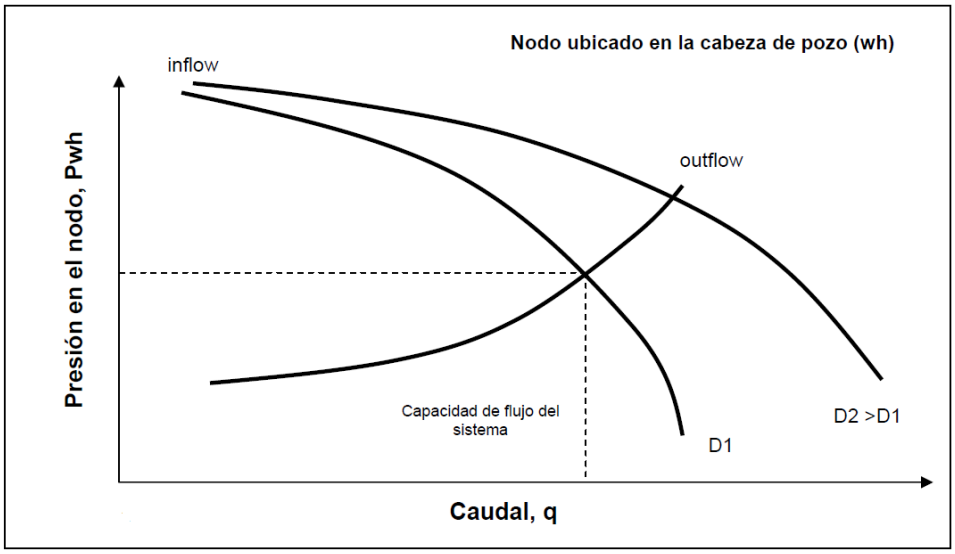


Figura 4-4. *Capacidad de flujo debido al cambio del diámetro de tubings.*
Fuente: *Hirschfelt-Oilproduction.net*

El efecto de cambio del diámetro del tubing por uno de mayor diámetro, siempre y cuando no sea muy grande, provoca un aumento del caudal y un consecuente aumento en la presión en la boca de pozo.

El análisis usado más frecuente es el de seleccionar el Nodo entre el reservorio y el sistema de producción de superficie. Este punto se puede observar en la posición 6 de la Figura 4-3, y la presión en el Nodo es $\boldsymbol{P_{wf}}$.

Seleccionando el Nodo en este punto divide al pozo en dos componentes, e reservorio y el sistema de producción en superficie. Las expresiones para entrada (inflow) y salida (outflow) son las siguientes:

Entrada al nodo (Inflow)

$$\overline{P_R} - \Delta_{P_{res}} = P_{wh}$$

Salida del nodo (outflow)

$$P_{sep} + \Delta P_{flowline} + \Delta P_{tubing} = P_{wh}$$

El efecto del cambio en los diámetros de tubing sobre la capacidad de flujo del sistema es ilustrado gráficamente en la Figura 4-5.

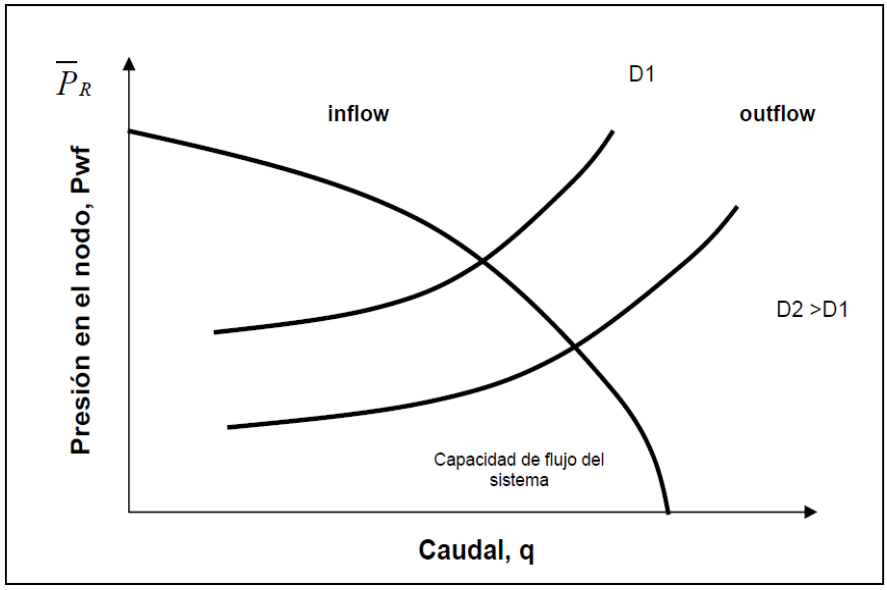


Figura 4-5. *Efecto del cambio en los diámetros del tubing sobre la capacidad de flujo.*
Fuente: *Hirschfelt-Oilproduction.net*

Un sistema de producción puede ser optimizado seleccionando una combinación de componentes característicos que permitan lograr la máxima producción al menor costo posible. Aunque la caída de presión global del sistema $\overline{P_R} - P_{sep}$, podría ser fijada en un momento particular, la capacidad de producción del sistema dependerá de donde ocurra la caída de presión.

Si es mucha la presión que cae en un componente o modulo, habrá una insuficiente presión remanente para un rendimiento eficiente de los otros módulos.

La figura 4-6, muestran gráficamente un ejemplo donde un diámetro reducido de tubings restringe la capacidad de flujo del pozo, mientras que en la figura 4-7 el rendimiento del pozo se ve controlado por el rendimiento en la entrada (inflow performance) donde una gran caída de presión podría estar cayendo en el daño de formación o en el entorno de un ineficiente punzado.

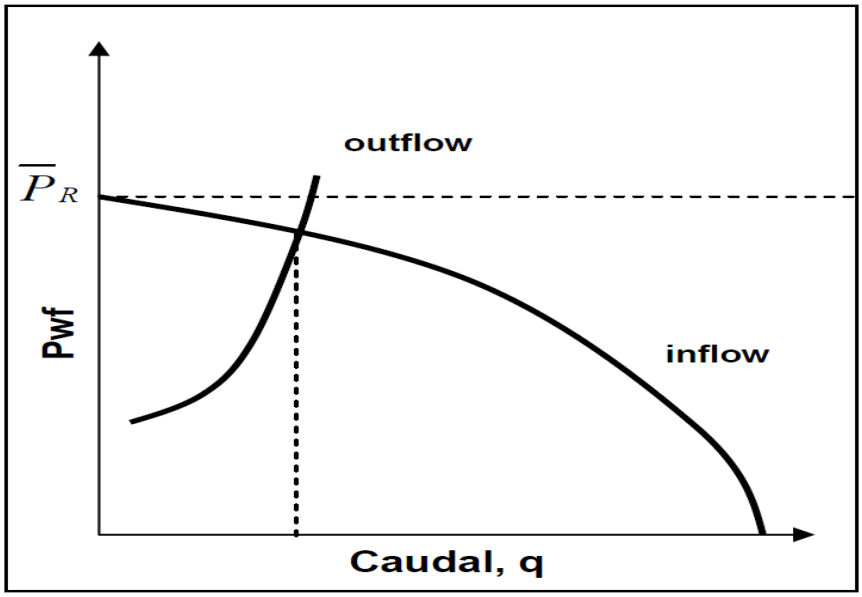


Figura 4-6. *Diámetro reducido de tubings restringe la capacidad de flujo del pozo.*
Fuente: *Hirschfelt-Oilproduction.net*

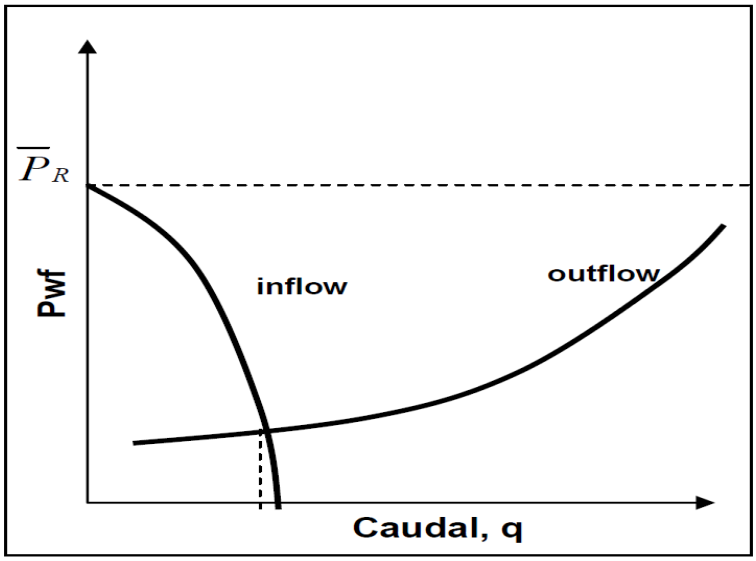


Figura 4-7. *El pozo se ve controlado por el rendimiento en la entrada al nodo (inflow performance).*
Fuente: *Hirschfelt-Oilproduction.net*

4.2 MODELOS DE SIMULACIÓN

4.2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA COMPUTACIONAL DE ANÁLISIS NODAL

PIPESIM

PIPESIM fue desarrollado originalmente por la empresa de Baker Jardine. Baker, Jardine se formó en 1985 para proporcionar software y servicios de consultoría para la industria de petróleo y gas. En abril de 2001, Baker Jardine fue adquirida por Schlumberger.

PIPESIM constituye una forma minuciosa, rápida y eficiente de ayudarlo a incrementar la producción y conocer el potencial de su yacimiento. PIPESIM no sólo modela el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, sino que además tiene en cuenta el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie para proveer un análisis integral del sistema de producción.

Las aplicaciones típicas del modelo incluyen:

- El diseño del pozo
- Optimización de la producción diaria por cada pozo
- Modelado del Inflow performance del pozo
- Modelado del rendimiento del ESP
- Modelado de pozo horizontal (incluyendo la determinación óptima de longitud horizontal de terminación)
- Diseño Pozos inyectores
- Flujo anular y en la tubería
- Modelado la sensibilidad de un diseño de pozo.

Un modelo de flujo multifásico con capacidades de análisis del sistema.

- Flujo multifásico en las líneas de flujo y oleoductos
- Punto por punto de generación de perfiles de presión y temperatura
- Cálculo de los coeficientes de transferencia de calor
- Línea de flujo y modelos de funcionamiento del equipo (sistema de análisis)
- Modelado la sensibilidad de un diseño de la tubería

Características del modelo de redes incluyen:

- Red única algoritmo de solución a los pozos de modelo en las grandes redes
- Rigurosos modelos térmicos de todos los componentes de la red
- Modelos de pozos en redes complejas
- Modelos integrales de tuberías equipos
- Recopilación y distribución de redes

A continuación se enlistan algunos datos requeridos para correr el simulador de análisis nodal.

Datos del yacimiento

—Daño de la formación
—Presión Promedio del yacimiento

—Presión de fondo fluyente
—Temperatura
—Permeabilidad
—Espesor de la arena productora
—Porosidad
—Radio de drenaje
—Compresibilidad de la formación

Datos del Pozo

—Estado mecánico del pozo
—Intervalo productor disparado
—Temperatura de superficie
—Datos de producción:
- Producción de petróleo
- Producción de agua
- Relación Gas/Petróleo
- Historial de producción
- Presión de superficie

—Datos del sistema de levantamiento artificial

Datos de los fluidos producidos

— Gravedad especifica de los fluidos producidos
— Relación de solubilidad Rsi
— Presión de burbuja

4.2.2 APLICACIÓN DEL PROGRAMA DE ANÁLISIS NODAL PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN

4.2.2.1 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.

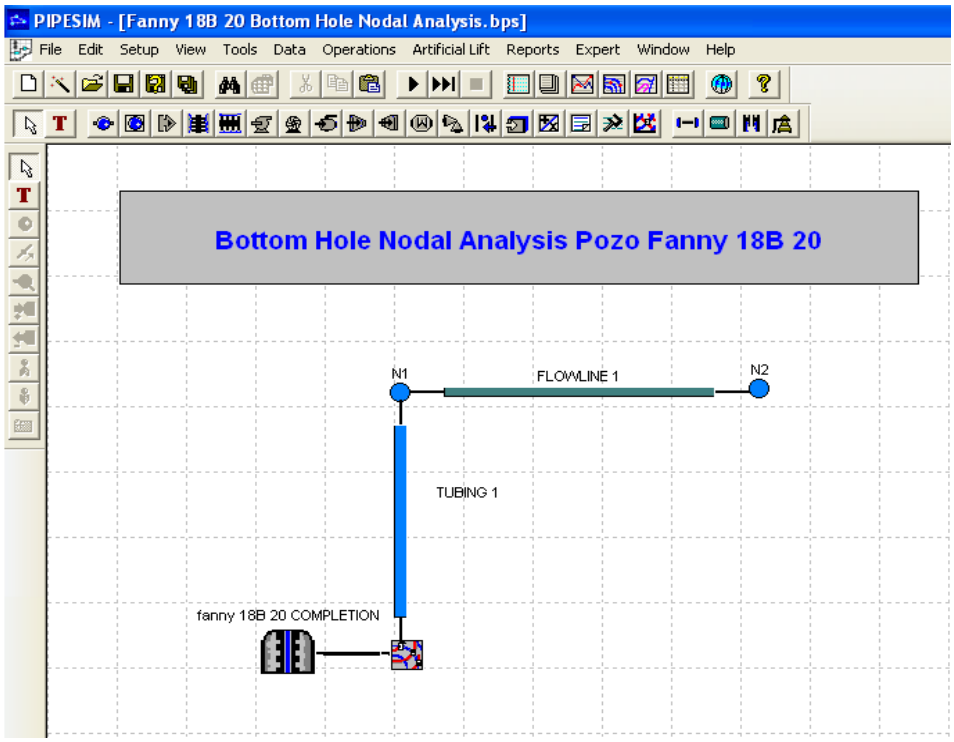
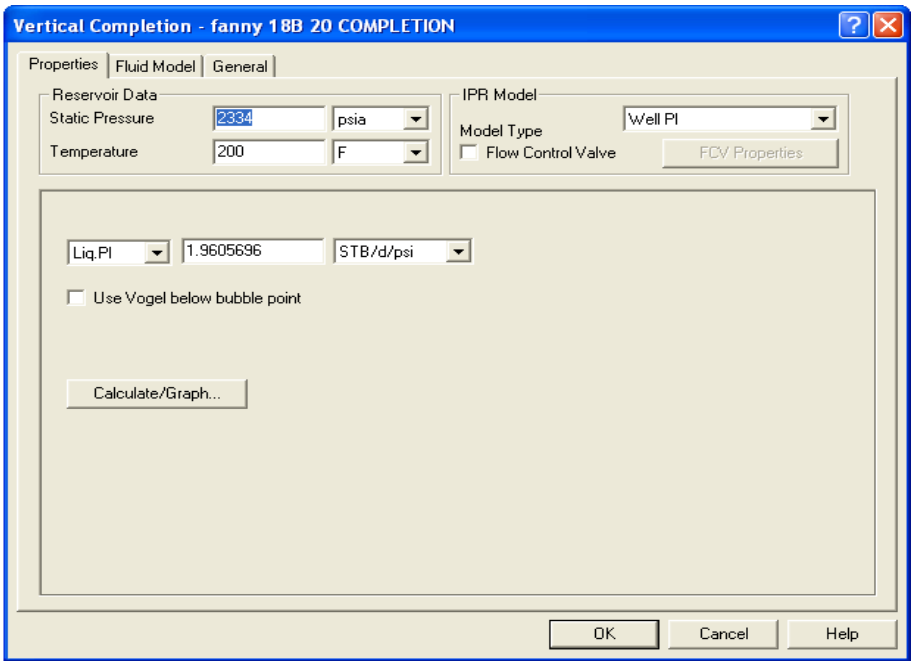


Figura 4-8: *Pantalla principal del software Pipesim-Nodal Analysis. Seleccionando Well Design and Performance*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

- Datos del Yacimiento



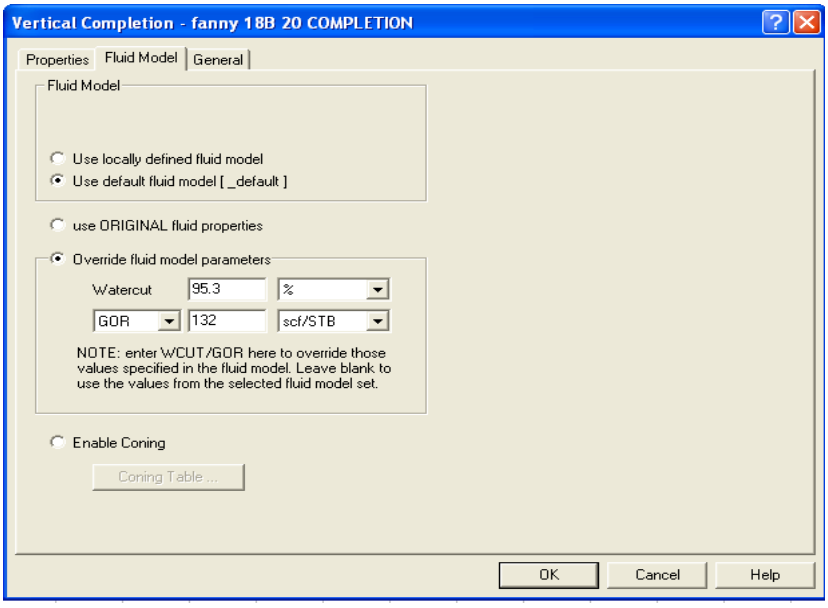


Figura 4-9: *Pantallas que muestran como se ingresan los Datos del Yacimiento al simulador*
Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

- Datos de los fluidos producidos

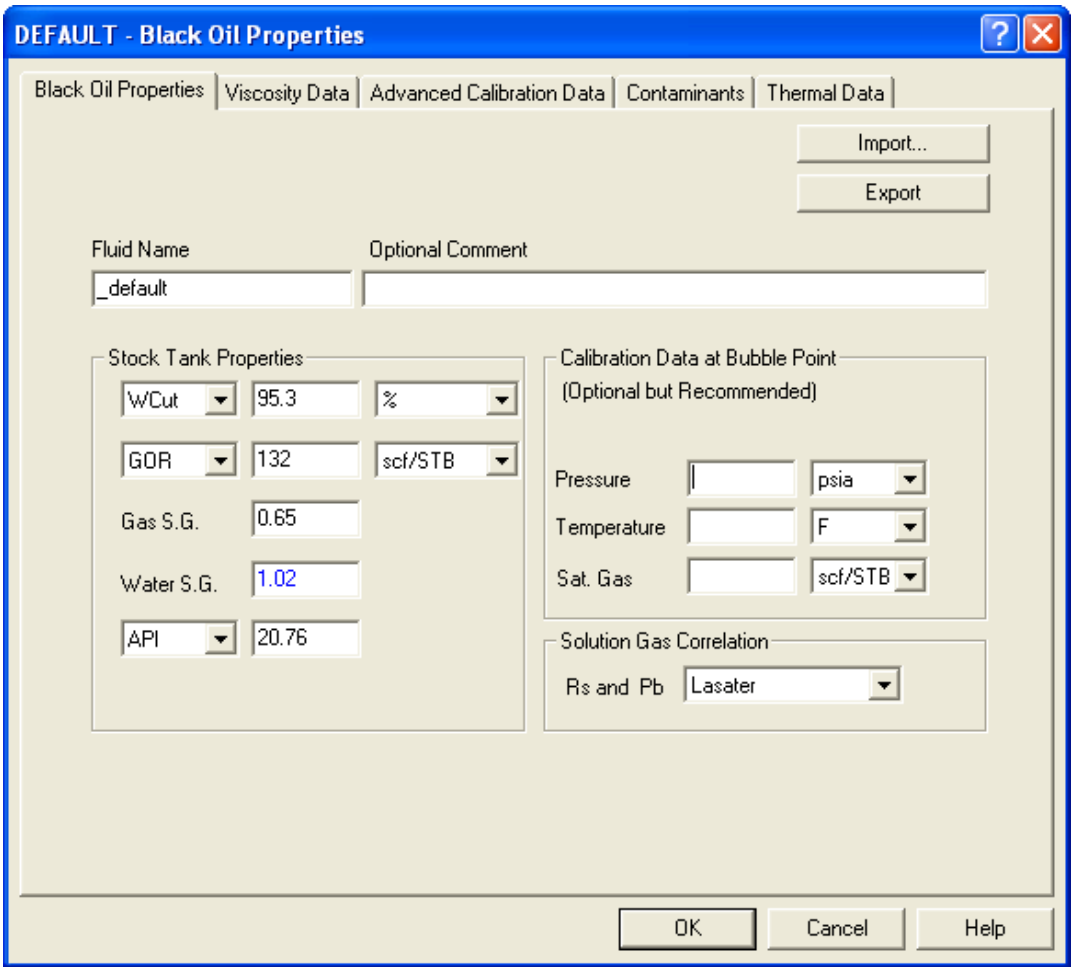


Figura 4-10: *Pantalla que muestra como se ingresan los datos de los fluidos producidos bajo el esquema de las propiedades de Petróleo negro*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

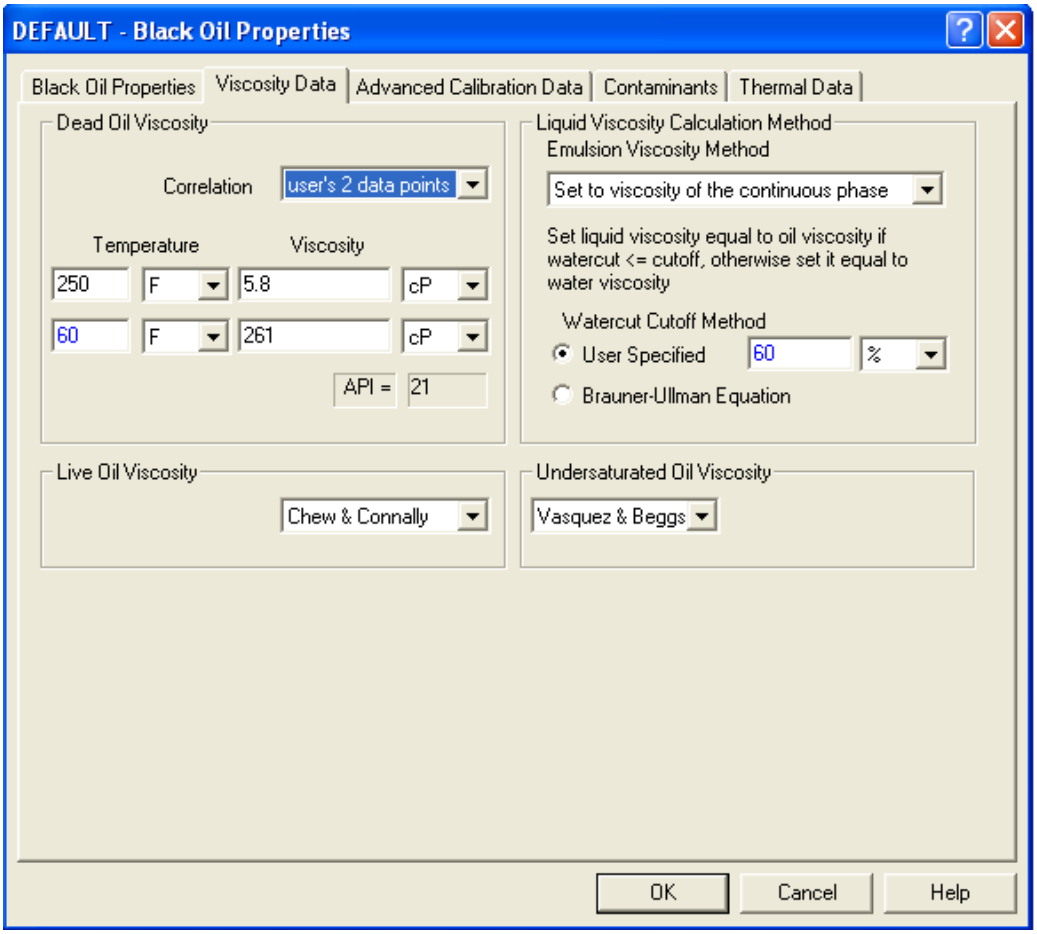


Figura 4-11: *Pantalla que muestra como se selecciona del tipo de correlación que se usa para simular el comportamiento de la viscosidad del fluido producido.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

- Datos del estado mecánico del pozo.

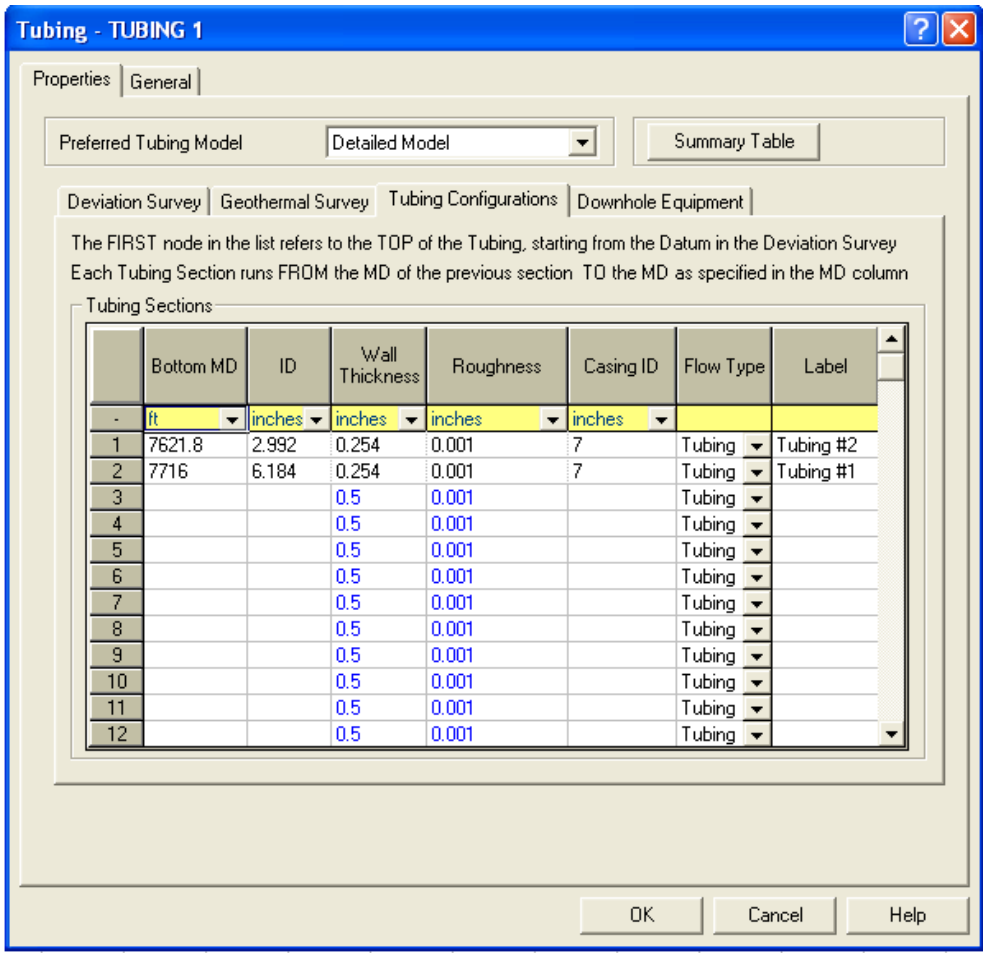


Figura 4-12: *Pantalla que muestra el ingreso de profundidades y datos del estado mecánico del pozo. Diámetros de tubing y casing*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

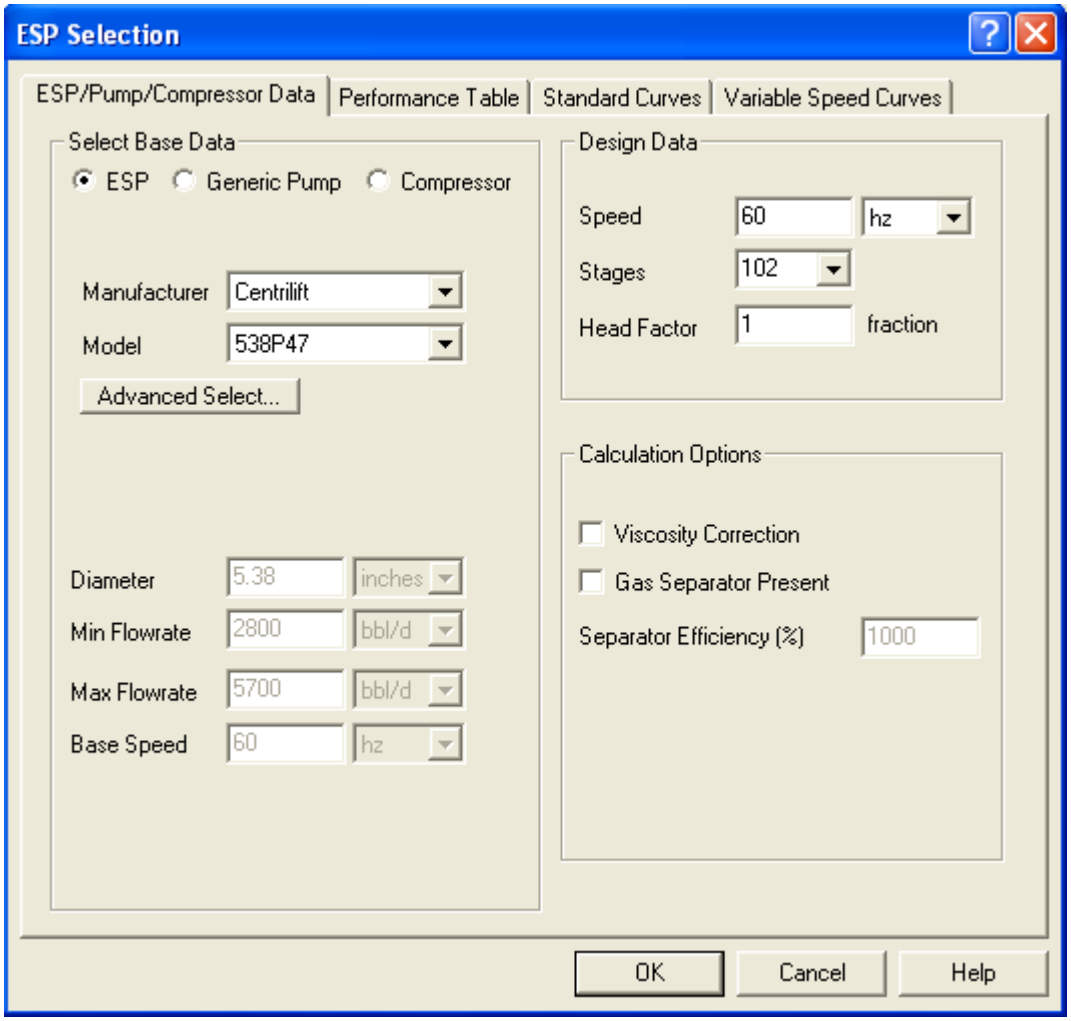


Figura 4-13: *Selección del equipo de levantamiento artificial ESP, de acuerdo al equipo de levantamiento artificial instalado en el pozo.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

La base de datos PIPESIM de curvas de desempeño de bombas, motores y cables de los fabricantes de sistemas ESP provee la información exacta que usted necesita en su proceso de selección. La base de datos de curvas de desempeño de las bombas es fácil de actualizar para que las bombas especiales que usted está utilizando se ajusten al desempeño real de las bombas o para agregar nuevos equipos de bombeo electro sumergible.

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

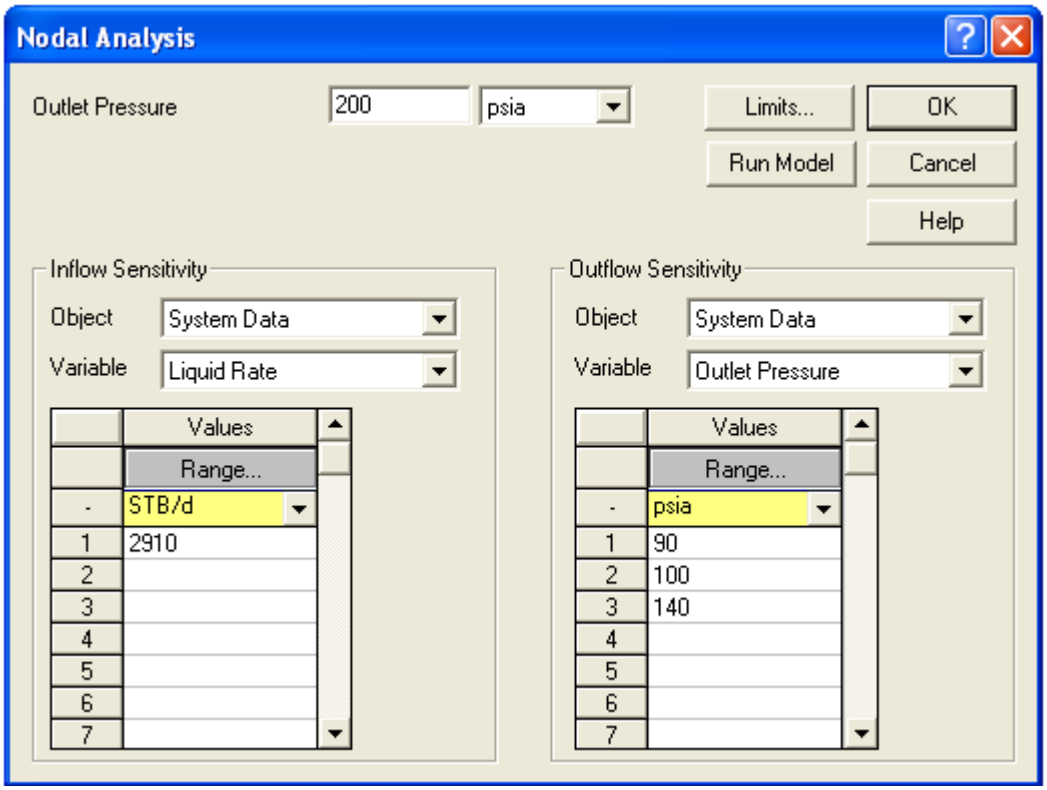


Figura 4-14: *Ingresos del caudal actual de fluido y un rango de presiones de cabeza*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Luego de colocar tres valores de Pwh (presión de cabeza) en un rango de 90, 100, 140 psi, procedemos a correr el programa y como resultado obtendremos las curvas de afluencia del pozo, una curva de inflow y tres curvas de outflow las cuales nos permitirán hacer el análisis de sensibilidades y predecir cuanta producción incrementaremos en el pozo si logramos que la presión de cabeza Pwh, disminuya a 90 psi.

A continuación se muestran las curvas de sensibilidades las cuales fueron generadas ingresando previamente los datos del yacimiento, datos del estado mecánico del pozo, y datos de los fluidos producidos.

- *Corrida del Software Pipesim-Nodal Analysis.*

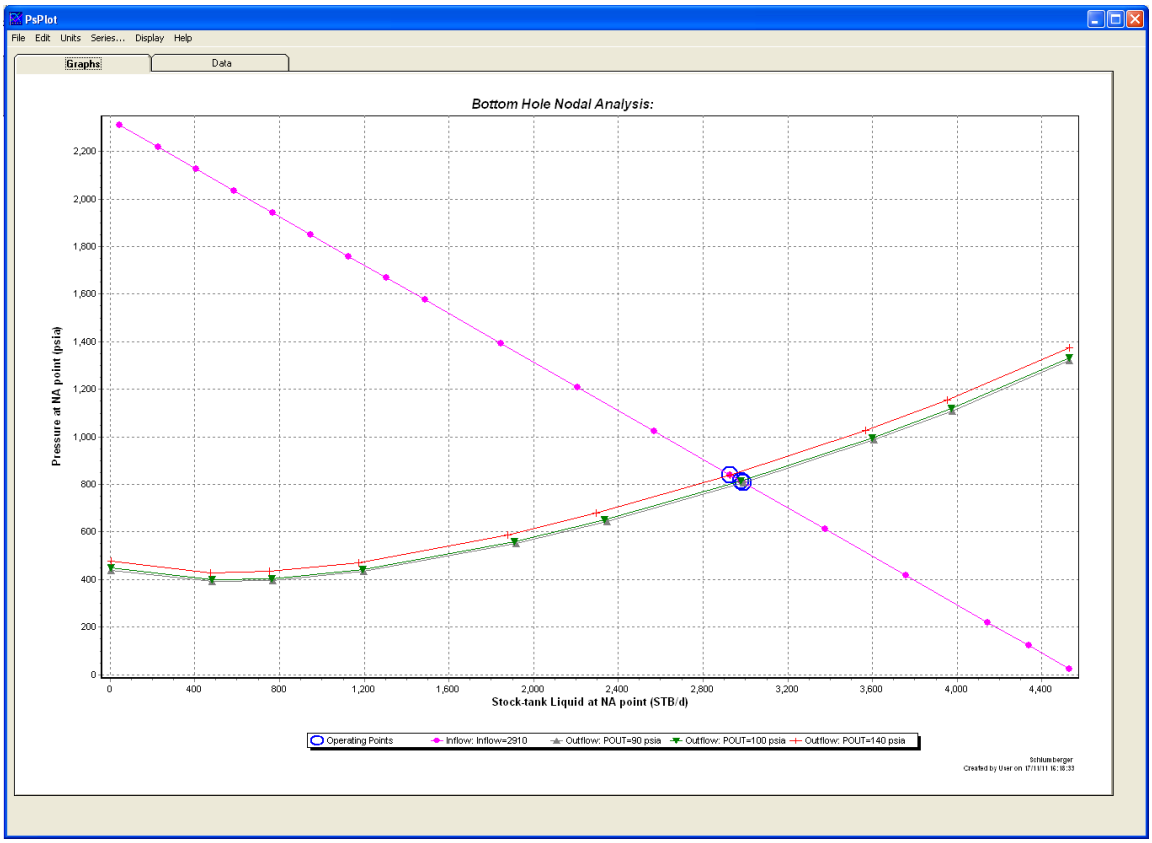


Figura 4-15: *Sensibilidades a través de las curvas de comportamiento de afluencia del pozo variando Pwh*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Presión de cabeza (Psi)	Barriles producidos al Nodo (STB/d)	Presión del yacimiento al nodo (psia)
Puntos de operación	Puntos de operación	Puntos de operación
140	2928	840.134
100	2978	814.923
90	2990	808.614

Tabla#15: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación variando las curvas de rendimiento mediante sensibilidades en presión de cabeza Pwh*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

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:

$$BOPD = BFPD - \frac{BFPD * BSW}{100}$$

BOPD—Barriles de petróleo por día

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

BSW—Sedimentos Básicos y Agua

Se repite el mismo procedimiento de trabajo para cada pozo productor de la Plataforma Fanny 18B. 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.

A continuación se presentan una tabulación para cada pozo, la misma que resume los resultados obtenidos de las simulaciones y los análisis de sensibilidad.

Pozo Fanny 18B 20.

$$BOPD = 62 - \frac{62 * 95.3}{100}$$

$$BOPD = 3$$

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**2910**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 140 psi	BFPD	2928
-50psi **Caudal de Fluido @ 90 psi**	BFPD	2990
Caudal de Fluido @ 100 psi	BFPD	2978
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	62
BSW	%	95.7
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**3**

Tabla#16: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 20.*
Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 21.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**2490**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 160 psi	BFPD	2482
-50psi **Caudal de Fluido @ 110 psi**	BFPD	2561
Caudal de Fluido @ 100 psi	BFPD	2577
Caudal de Fluido incrementado	%	79
BSW	BFPD	89.6
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**8**

Tabla#17: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 21.*
Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 23 RE.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**1398**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 170 psi	BFPD	1396
-50psi **Caudal de Fluido @ 120 psi**	BFPD	1431
Caudal de Fluido @ 100 psi	BFPD	1446
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	35
BSW	%	86.5
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**5**

Tabla#18: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 23RE.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 24H.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**8895**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 163 psi	BFPD	8902
-50psi **Caudal de Fluido @ 113 psi**	BFPD	8966
Caudal de Fluido @ 100 psi	BFPD	9021
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	64
BSW	%	91.7
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**6**

Tabla#19: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 24H.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 25.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**1586**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 160 psi	BFPD	1600
-50psi **Caudal de Fluido @ 110 psi**	BFPD	1667
Caudal de Fluido @ 100 psi	BFPD	1680
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	67
BSW	%	94.1
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**4**

Tabla#20: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 25.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 31.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**5602**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 168 psi	BFPD	5606
-50psi **Caudal de Fluido @ 118 psi**	BFPD	5670
Caudal de Fluido @ 100 psi	BFPD	5693
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	64
BSW	%	97.5
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**2**

Tabla#21: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 31.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 37.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**3186**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 140 psi	BFPD	3191
-50psi **Caudal de Fluido @ 90 psi**	BFPD	3267
Caudal de Fluido @ 100 psi	BFPD	3252
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	76
BSW	%	93.6
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**5**

Tabla#22: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 37.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 46.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**2996**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 200 psi	BFPD	2955
Caudal de Fluido @ 150 psi	BFPD	3012
-50psi **Caudal de Fluido @ 100 psi**	BFPD	3070
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	58
BSW	%	95.3
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**3**

Tabla#23: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 46.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 57.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**3694**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 165 psi	BFPD	3694
-50psi **Caudal de Fluido @ 115 psi**	BFPD	3758
Caudal de Fluido @ 100 psi	BFPD	3777
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	64
BSW	%	95
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**4**

Tabla#24: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 57.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 83.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**982**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 160 psi	BFPD	985
-50psi **Caudal de Fluido @ 110 psi**	BFPD	1000
Caudal de Fluido @ 100 psi	BFPD	1002
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	20
BSW	%	87.8
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**3**

Tabla#25: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 83.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 108H.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**972**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 160 psi	BFPD	972
-50psi **Caudal de Fluido @ 110 psi**	BFPD	1062
Caudal de Fluido @ 100 psi	BFPD	1075
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	69
BSW	%	80.4
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**17**

Tabla#26: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 108H.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 120H.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**5082**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 160 psi	BFPD	5062
-50psi **Caudal de Fluido @ 110 psi**	BFPD	5198
Caudal de Fluido @ 100 psi	BFPD	5223
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	136
BSW	%	94.5
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**8**

Tabla#27: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 120H.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 121H.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**5644**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 160 psi	BFPD	5674
-50psi **Caudal de Fluido @ 110 psi**	BFPD	5737
Caudal de Fluido @ 100 psi	BFPD	5762
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	63
BSW	%	91.6
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**6**

Tabla#28: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 121H.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 123H.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**2597**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 165 psi	BFPD	2595
-50psi **Caudal de Fluido @ 115 psi**	BFPD	2652
Caudal de Fluido @ 100 psi	BFPD	2669
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	57
BSW	%	82.9
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**10**

Tabla#29: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 123H.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 132H.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**4214**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 160 psi	BFPD	4214
-50psi **Caudal de Fluido @ 110 psi**	BFPD	4344
Caudal de Fluido @ 100 psi	BFPD	4367
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	111
BSW	%	87
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**17**

Tabla#30: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 132H.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 133H.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**4676**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 165 psi	BFPD	4678
-50psi **Caudal de Fluido @ 115 psi**	BFPD	4773
Caudal de Fluido @ 100 psi	BFPD	4749
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	95
BSW	%	92.9
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**7**

Tabla#31: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 133H.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Se presenta a continuación el grupo de pozos que no serán alineados al sistema producción-inyección. En estos pozos se ocasiona la caída de presión en cabeza de ΔPwh=50 psi, debido a la reducción de fricción en la línea general de flujo cuando se inyecta 30000 BWPD dentro del Well Pad Fanny 20. Los resultados del incremento en la producción se muestran en la tabla # 32.

- ✓ Fanny 18B 21
- ✓ Fanny 18B 23RE
- ✓ Fanny 18B 83
- ✓ Fanny 18B 108H
- ✓ Fanny 18B 121H
- ✓ Fanny 18B 123H
- ✓ Fanny 18B 132H
- ✓ Fanny 18B 133H

	INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN	
POZOS	Caudal de Fluido (BFPD)	Caudal de Petróleo (BFPD)
Fanny 18B 21	79	8
Fanny 18B 23RE	35	5
Fanny 18B 83	20	3
Fanny 18B 108H	72	17
Fanny 18B 121H	63	6
Fanny 18B 123H	57	10
Fanny 18B 132H	114	17
Fanny 18B 133H	95	7
TOTAL 8 POZOS	**535 BFPD**	**73 BOPD**

Tabla#32: *Muestra en resumen cuantos barriles de petróleo se incrementan de acuerdo a las simulaciones realizadas para cada pozo.*
Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Para todos los pozos del Well Pad Fanny 20, tomamos una presión de cabeza constante de 100 psi, con el objetivo de comprar cuanto incrementa la producción si todos los pozos son alineados a un mismo sistema de producción.

	INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN	
POZOS	Caudal de Fluido (BFPD)	Caudal de Petróleo (BFPD)
Fanny 18B 20	50	2
Fanny 18B 21	95	10
Fanny 18B 23RE	50	7
Fanny 18B 24H	119	10
Fanny 18B 25	80	5
Fanny 18B 31	87	2
Fanny 18B 37	61	5
Fanny 18B 46	115	5
Fanny 18B 57	83	4
Fanny 18B 83	17	2
Fanny 18B 108H	103	20
Fanny 18B 120H	161	9
Fanny 18B 121H	88	7
Fanny 18B 123H	74	12
Fanny 18B 132H	153	20
Fanny 18B 133H	71	5
TOTAL 16 POZOS	**1407 BFPD**	**125 BOPD**

Tabla#33: *Resumen de las simulaciones realizadas para cada pozo a una presión pwh=100psi*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

4.2.2.2 EN LA PLATAFORMA

La plataforma Fanny 20, tiene 16 pozos productores y 3 pozos apagados por alto corte de agua. A continuación se muestra las simulaciones mediante el análisis nodal a condiciones actuales lo cual nos ayudara a corroborar los datos reales de presiones en cabeza de los pozos productores y la producción diaria de fluido.

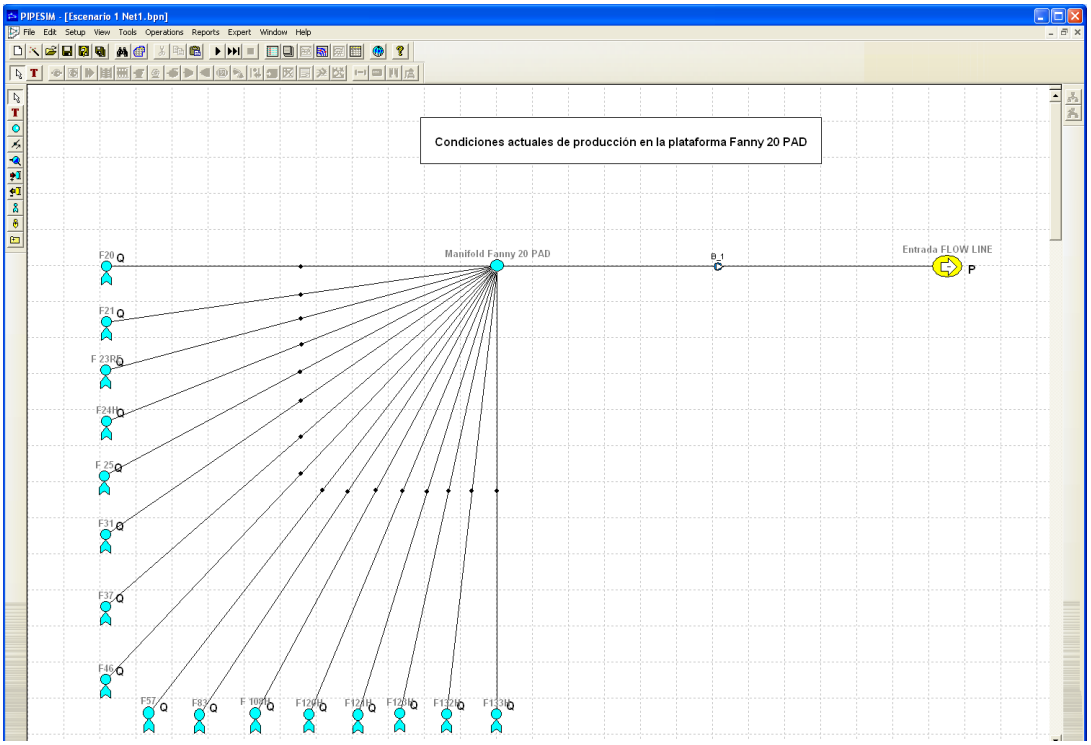


Figura 4-16: *Captura de pantalla en la corrida de la simulación con el Software Pipesim Nodal Analysis en la plataforma Fanny 20.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

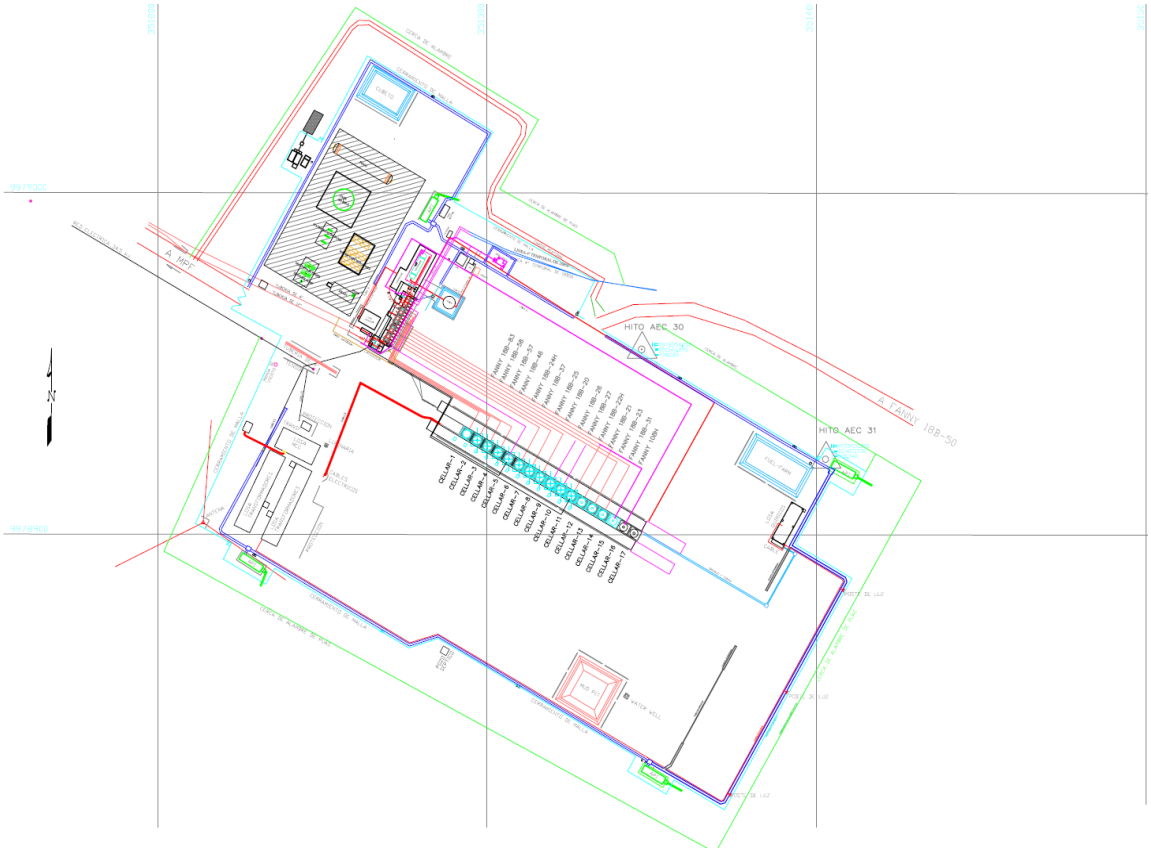


Figura 4-17: *Esquema del Well Pad Fanny 20 ó Plataforma Productora Fanny 20, como se denomina al sitio donde se encuentra el grupo de pozos productores de nuestro análisis*
Fuente: *Ingeniería de Facilidades de Producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.*

El software Pipesim Nodal Analysis, nos permite juntar el análisis nodal que hicimos inicialmente para cada pozo y luego unirlo al modelo de simulación en superficie, logrando de esta manera acercarnos a los datos reales con mayor confiabilidad.

Por tanto a continuación se muestra una tabla de resultados con todos los parámetros involucrados desde el fondo del pozo hasta superficie los cuales nos darán las pautas de que paramentaros deberíamos variar para lograr mejorar el sistema e incrementar la producción de petróleo de la plataforma Fanny 20 y por ende de todo el campo Fanny 18B.

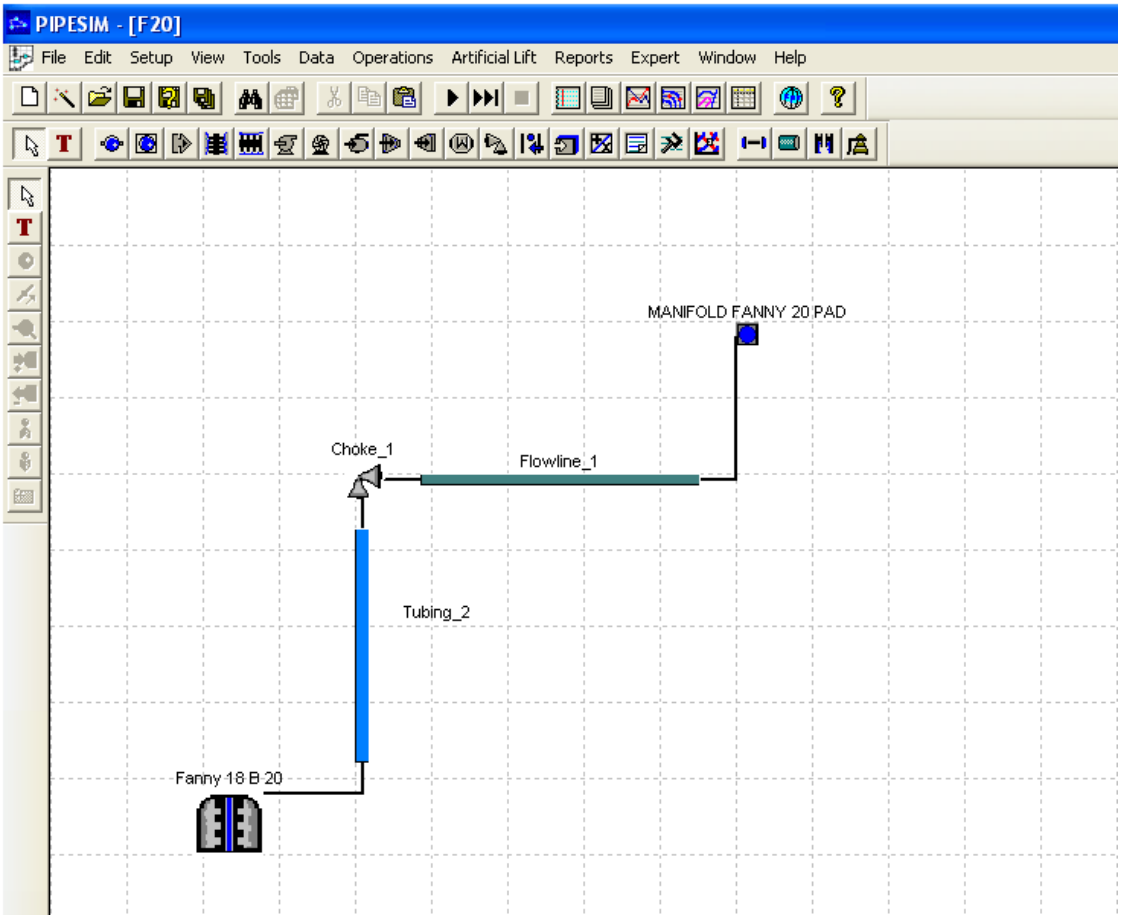


Figura 4-18: *Simulación con el software Pipesim Nodal Analysis, la cual muestra como se unen el análisis nodal desde fondo de pozo hasta la línea de flujo en superficie.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Los datos obtenidos mediante los resultados de la simulación varían en la presión de cabeza promedio de los pozos productores Pwh, la cual en la realidad es 150 psi, pero el simulador indica que es 200 psi, esto lo tomaremos en cuenta para hacer de esta presión una alternativa de sensibilidad al momento de simular el incremento de producción diaria de fluido en cada pozo.

Condiciones actuales de la Plataforma Fanny 20		
Caudal de Fluido	**BFPD**	**55927**
Caudal de Petróleo	**BOPD**	**4697**
Caudal de Agua	**BWPD**	**51230**
Temperatura @ Manifold	**°F**	**185**
Diámetro de la línea de Flujo	**Pulgadas**	**12**
Presión de cabeza en los pozos, Pwh	**Psi**	**200**
BSW promedio en Fanny 20 Pad	**%**	**92**
Velocidad del fluido en la línea de flujo	**Ft/s**	**8.2**
Velocidad del gas en la línea de flujo	**Ft/s**	**5.6**
Relación Gas/liquido, GLR	**Scf/STB**	**12.69**

Tabla#34: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación a condiciones actuales del Fanny 20 Pad.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

A continuación mostraremos las simulaciones en la Plataforma Fanny 20, incrementando un sistema de separación-inyección

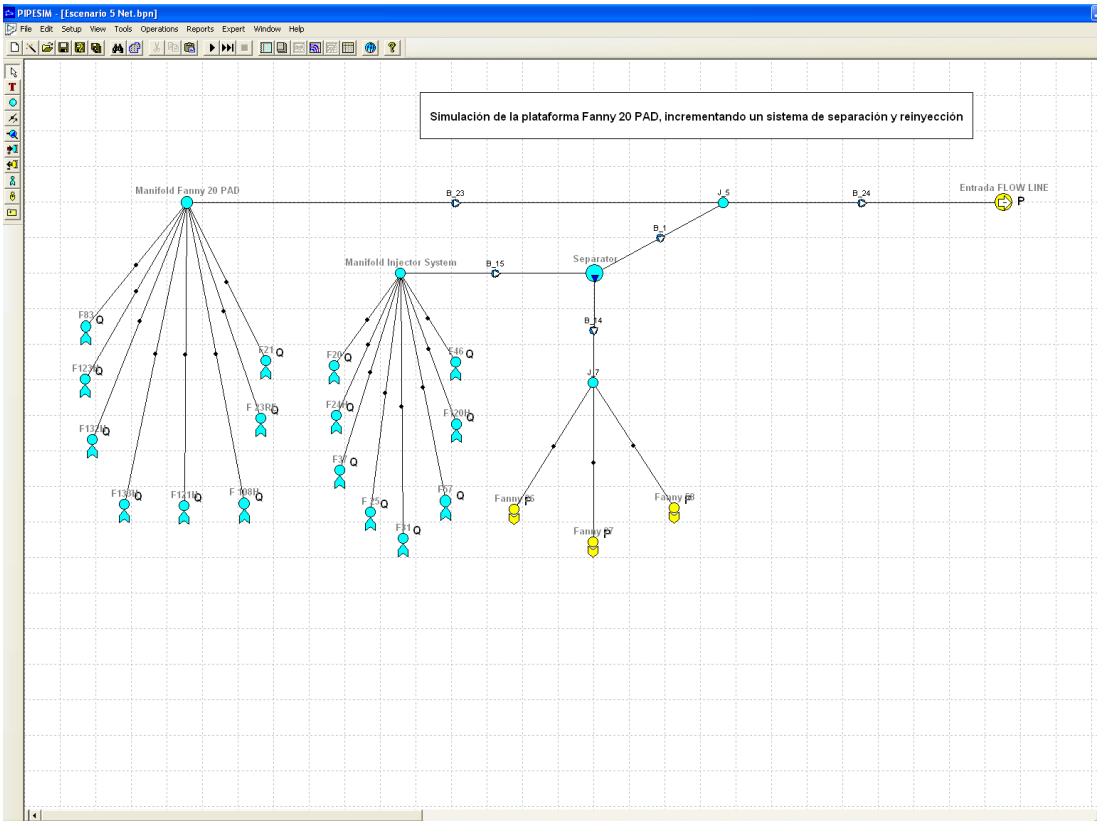


Figura 4-19: *Simulación con el Software Pipesim Nodal Analysis de la plataforma Fanny 20, incrementando un sistema de producción-inyección.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Para logar este modelo de simulación previamente elegimos los pozos con un corte de agua mayor al 90%, y son los candidatos a ingresar a un sistema de separación de agua los mismos que ingresaran a un manifold, luego a un separador y finalmente se colocaran bombas horizontales de alta presión que serán la encargadas de inyectar el agua en cualquiera de los 3 pozos candidatos a ser inyectores los mismos que se elegirán previamente de los que fueron apagados por alto corte de agua.

Condiciones del Well Pad Fanny 20, incrementando un sistema de producción-inyección		
Caudal de Fluido	**BFPD**	**23942**
Caudal de Petróleo	**BOPD**	**3591**
Caudal de Agua producida	**BWPD**	**33957**
Temperatura @ Manifold	**°F**	**176**
Presión de Cabeza promedio de los pozos que ingresan al sistema de Producción –Inyección	**Psi**	**70**
Caudal de Agua para reinyección	**BWPD**	**30000**
Diámetro de la línea de reinyección	**Pulgadas**	**6**
Diámetro de la línea de Flujo	**Pulgadas**	**12**
Capacidad del separador	**BFPD**	**40000**
Diferncial de presión en los pozos, ΔPwh	**Psi**	**50**

Tabla#35: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación luego de incrementar un sistema de producción-inyección dentro del Well Pad Fanny 20.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Los pozos con un BSW mayor al 90% y que serian los candidatos a ingresar al sistema de producción-inyección o mini estación de producción, serian los siguientes:

- ✓ Fanny 18B 20
- ✓ Fanny 18B 24H
- ✓ Fanny 18B 25
- ✓ Fanny 18B 31
- ✓ Fanny 18B 37
- ✓ Fanny 18B 46
- ✓ Fanny 18B 57
- ✓ Fanny 18B 120H

A continuación se detallan 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 40000 BFPD).
- ✓ 1 Skimmer Tank o tanque desnatador (Capacidad 2000 Bbls)
- ✓ 2 Bombas Multifasicas (1 operativas y 1 de respaldo)
- ✓ 2 Bombas de inyección (1 operativas y 1 de respaldo)
- ✓ Línea de reinyección (6 pulgadas)

El separador que se propone en este proyecto es de baja presión a 70 psi, es decir que tomaremos esta presión como la presión de cabeza de los 8 pozos que ingresen al sistema de producción-inyección, por tanto obtendremos una curva de sensibilidad de outflow con esta Pwh generada.

Entonces luego de correr el simulador Pipesim Nodal Analysis, en cada uno de los pozos y podremos cuantificar el incremento de la producción de petróleo vamos a obtener.

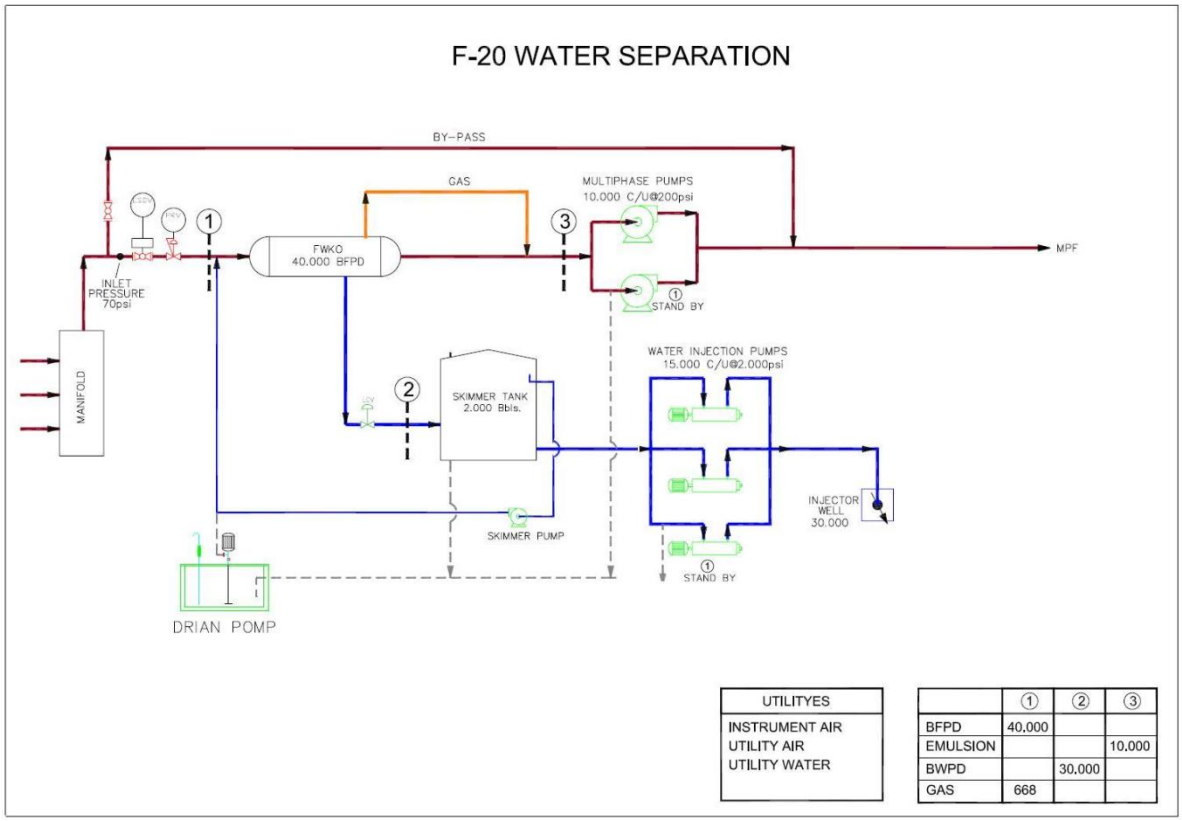


Fig.4-20: *Esquema detallado que resulta de la simulación al Incrementar un sistema de producción-inyección en el Well Pad Fanny 20*

Fuente: *Ing. Xavier Ludeña. Ingeniería de Facilidades de Producción*

El procedimiento para correr el simulador de análisis nodal y la obtención de las curvas de sensibilidad fue anteriormente descrito e ilustrado gráficamente en la sección **4.2.2.1.**

Por lo tanto a continuación presentamos tubuladamente los resultados del incremento en la producción de petróleo para cada pozo que ingrese al sistema de producción-inyección.

Pozo Fanny 18B 20.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	BFPD	2910
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 140 psi	BFPD	2928
Caudal de Fluido @ 90 psi	BFPD	2990
Caudal de Fluido @ 70 psi	BFPD	3015
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	87
BSW	%	95.7
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**4**

Tabla#36: *Muestra los resultados de la simulación del Pozo Fanny 18B 20. Cuando el pozo ingrese al sistema de producción-inyección y la presión de cabeza cae @ 70 psi.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 24H.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**8895**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 163 psi	BFPD	8902
Caudal de Fluido @ 113 psi	BFPD	8996
Caudal de Fluido @ 70 psi	BFPD	9076
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	174
BSW	%	91.7
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**15**

Tabla#37: *Muestra los resultados de la simulación del Pozo Fanny 18B 24H. Cuando el pozo ingrese al sistema de producción-inyección y la presión de cabeza cae @ 70 psi.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano.*

Pozo Fanny 18B 25.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**1586**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 160 psi	BFPD	1600
Caudal de Fluido @ 110 psi	BFPD	1667
Caudal de Fluido @ 70 psi	BFPD	1721
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	121
BSW	%	94.1
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**7**

Tabla#38: *Muestra los resultados de la simulación del Pozo Fanny 18B 25. Cuando el pozo ingrese al sistema de producción-inyección y la presión de cabeza cae @ 70 psi.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano.*

Pozo Fanny 18B 31.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**5602**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 168 psi	BFPD	5606
Caudal de Fluido @ 118 psi	BFPD	5670
Caudal de Fluido @ 70 psi	BFPD	5731
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	125
BSW	%	97.5
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**3**

Tabla#39: *Muestra los resultados de la simulación del Pozo Fanny 18B 31. Cuando el pozo ingrese al sistema de producción-inyección y la presión de cabeza cae @ 70 psi.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano.*

Pozo Fanny 18B 37.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**3186**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 140 psi	BFPD	3191
Caudal de Fluido @ 90 psi	BFPD	3267
Caudal de Fluido @ 70 psi	BFPD	3298
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	107
BSW	%	93.6
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**7**

Tabla#40: *Muestra los resultados de la simulación del Pozo Fanny 18B 31. Cuando el pozo ingrese al sistema de producción-inyección y la presión de cabeza cae @ 70 psi.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano.*

Pozo Fanny 18B 46.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**2996**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 150 psi	BFPD	3012
Caudal de Fluido @ 100 psi	BFPD	3070
Caudal de Fluido @ 70 psi	BFPD	3105
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	93
BSW	%	95.3
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**4**

Tabla#41: *Muestra los resultados de la simulación del Pozo Fanny 18B 31. Cuando el pozo ingrese al sistema de producción-inyección y la presión de cabeza cae @ 70 psi.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano.*

Pozo Fanny 18B 57.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**3694**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 165 psi	BFPD	3694
Caudal de Fluido @ 115 psi	BFPD	3758
Caudal de Fluido @ 70 psi	BFPD	3817
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	123
BSW	%	95
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**6**

Tabla#42: *Muestra los resultados de la simulación del Pozo Fanny 18B 57. Cuando el pozo ingrese al sistema de producción-inyección y la presión de cabeza cae @ 70 psi.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano.*

Pozo Fanny 18B 120H.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**5082**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 160 psi	BFPD	5062
Caudal de Fluido @ 110 psi	BFPD	5198
Caudal de Fluido @ 70 psi	BFPD	5306
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	224
BSW	%	94.5
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**7**

Tabla#43: *Muestra los resultados de la simulación del Pozo Fanny 18B 31. Cuando el pozo ingrese al sistema de producción-inyección y la presión de cabeza cae @ 70 psi.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Caudal de fluido Total de los 8 pozos	Promedio de BSW	Presión de cabeza promedio @ condiciones actuales	Separador de baja presión
33957 BFPD	Mayor al 90%	160 psi	FWKO @ 70 psi
Condiciones de selección para alinear a los 8 pozos candidatos que se encuentran dentro del well pad Fanny 20 hacia el sistema de producción-inyección			

Tabla#44: *Muestra las características principales par que los 8 pozos del Wellpad Fanny 20 sean alineados al sistema de producción-inyección*
Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

	INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN	
POZOS	Caudal de Fluido (BFPD)	Caudal de Petróleo (BFPD)
Fanny 18B 20	87	4
Fanny 18B 24H	174	15
Fanny 18B 25	121	7
Fanny 18B 31	125	3
Fanny 18B 37	107	7
Fanny 18B 46	93	4
Fanny 18B 57	123	6
Fanny 18B 120H	224	7
TOTAL 8 POZOS	**1054 BFPD**	**53 BOPD**

Tabla#45: *Muestra en resumen cuantos barriles de petróleo se incrementan de acuerdo a las simulaciones realizadas para cada pozo.*
Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

4.2.2.3 EN LAS REDES DE SUPERFICIE

Análisis nodal de las redes de producción Campo Fanny 18B, usando el Software Pipesim Nodal Analysis, toma en cuenta las producciones de fluido por día de las plataformas Fanny 100, Fanny 40, Fanny 50, Fanny 20 y Fanny 90, para lograr simular el comportamiento de la producción de fluido del campo a condiciones actuales.

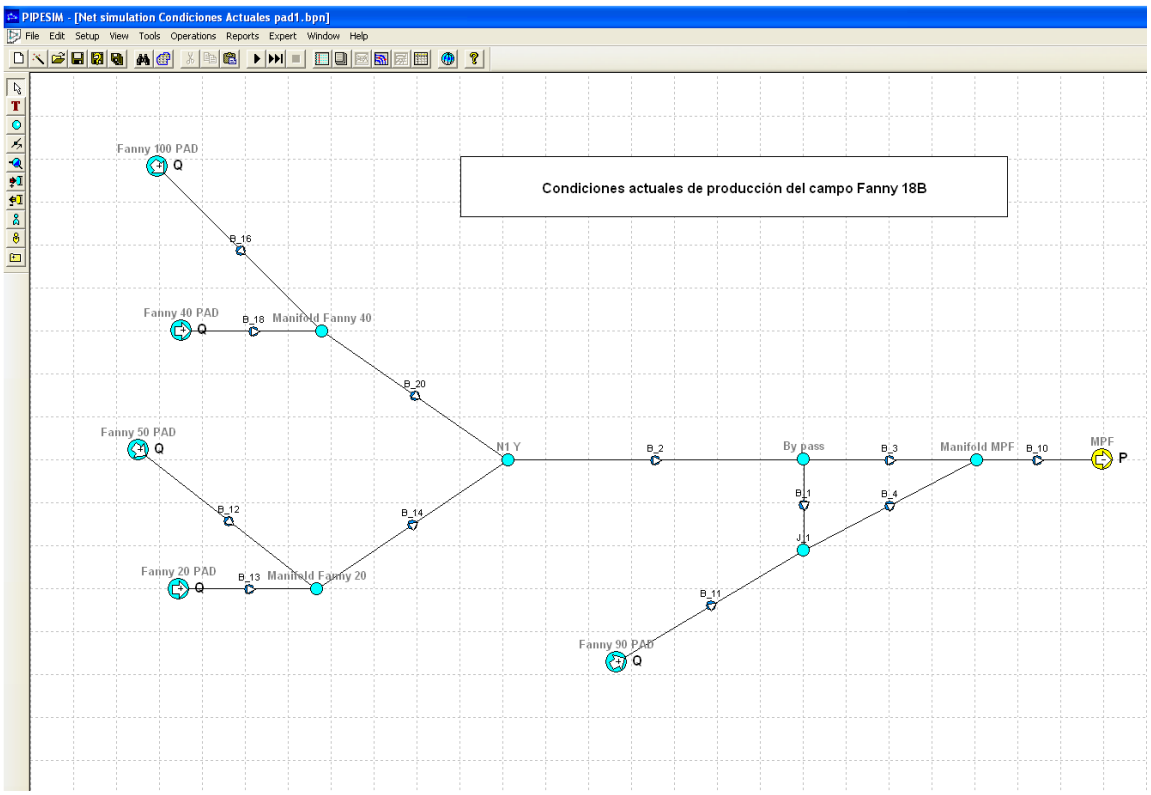


Figura 4-20: *Modelo de simulación a condiciones actuales del campo Fanny 18B, usando el Software Pipesim Nodal Analysis*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Condiciones actuales del Campo Fanny 18B		
Caudal de Fluido	**BFPD**	**143509**
Caudal de Petróleo	**BOPD**	**20091**
Caudal de Agua	**BWPD**	**123418**
Temperatura @ Manifold	**°F**	**168**
Diámetro de la línea de Flujo	**Pulgadas**	**12**
Presión de cabeza en los pozos Pwh en Fanny 20 Pad	**Psi**	**200**
BSW campo Fanny 18B	**%**	**85**
Velocidad del fluido en la línea de flujo	**Ft/s**	**16.8**
Velocidad del gas en la línea de flujo	**Ft/s**	**16.8**
Relación Gas/liquido, GLR	**Scf/STB**	**19.39**

Tabla#46: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación de las redes de producción del campo Fanny 18B.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Se pueden corroborar mediante la simulación que las producciones diarias de fluido, temperaturas y presiones que se manejan en el campo coinciden con el modelo de simulación lo cual nos indica que podremos simular con certeza las variantes que se

produzcan en las plataformas del campo Fanny 18B o posibles cambios de diámetro en la línea general de flujo desde la Y, que se ha formado en un lugar donde se encuentran de las redes de flujo provenientes de las plataformas Fanny 100, 40 y Fanny 50, 20 respectivamente hasta llegar a la estación central de producción MPF.

Simulación del comportamiento de las redes de flujo y la producción de fluido cuando se reducen 30000 BWPD de la plataforma Fanny 20 los cuales ya no se envían por medio de la línea general de flujo hasta la estación central de producción MPF.

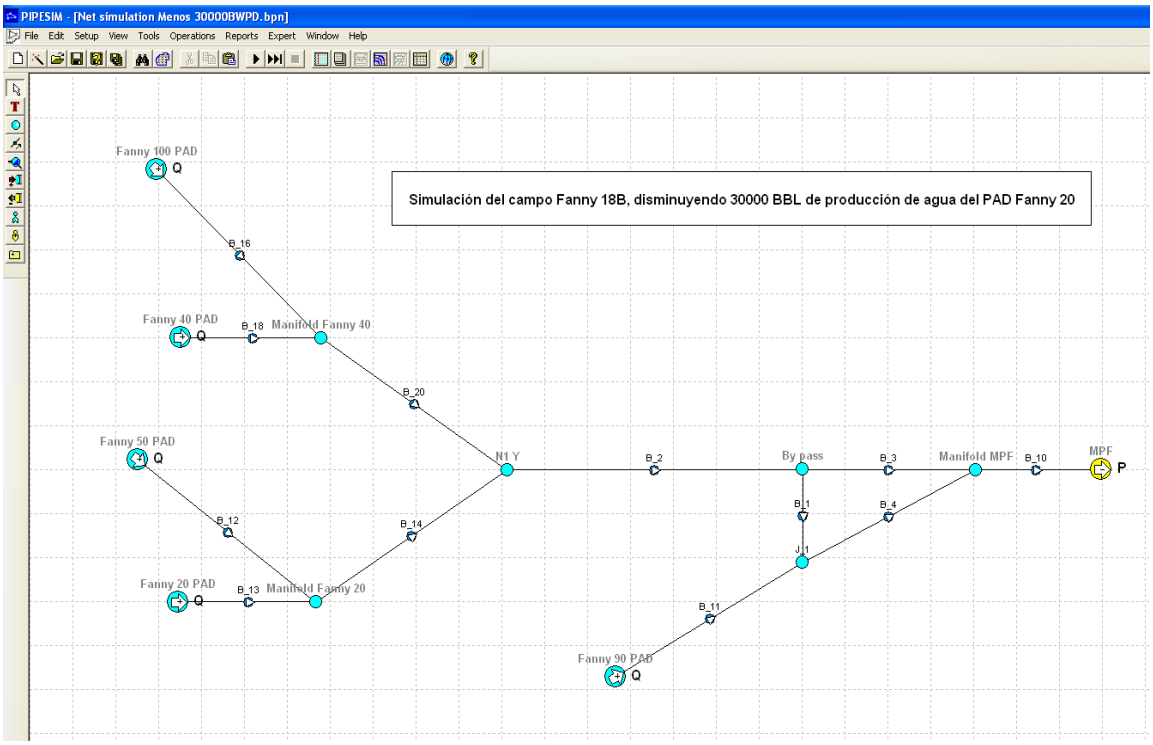


Figura 4-21: *Modelo de simulación usando el Software Pipesim Nodal Analysis, logrando disminuir los 30000BWPD que se enviaban desde la plataforma Fanny 20 hasta MPF*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Condiciones del campo Fanny 18B disminuyendo 30000 BWPD que se enviaban desde la plataforma Fanny 20 hasta MPF		
Caudal de Fluido	**BFPD**	**113509**
Caudal de Petróleo	**BOPD**	**18161**
Caudal de Agua Inyectada en Fanny 20 Pad	**BWPD**	**30000**
Temperatura @ Manifold	**°F**	**165**
Diámetro de la línea de Flujo	**Pulgadas**	**12**
Presión de cabeza en los pozos Pwh en Fanny 20 Pad	**Psi**	**148**
BSW promedio del campo Fanny 18B	**%**	**84**
Velocidad del fluido en la línea de flujo	**Ft/s**	**13.5**
Velocidad del gas en la línea de flujo	**Ft/s**	**13.5**
Relación Gas/liquido, GLR	**Scf/STB**	**20.57**

Tabla#47: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación, logrando disminuir los 30000 BWPD que se enviaban desde la plataforma Fanny 20 hasta MPF*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Mediante los datos que resultan de las simulaciones se observa que existe incremento notable en cuanto a la producción de fluido y por ende a la producción de petróleo

debido a que se genero un ΔPwh = 50 psi, porque en los datos a condiciones actuales obteníamos una Pwh = 200 psi, y en esta simulación resulto una Pwh = 150 psi en presión de cabeza en cada pozo, resultado de incrementar un sistema de separación y reinyección en la plataforma es decir que ya tenemos otra presión para realizar el análisis de sensibilidades tomando en cuenta este nuevo ΔPwh.

Simulación del comportamiento de las redes de flujo y la producción de fluido cuando se coloca una línea paralela desde la Y hasta MPF, la cual recorre una distancia de 6135 pies con la cual 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.

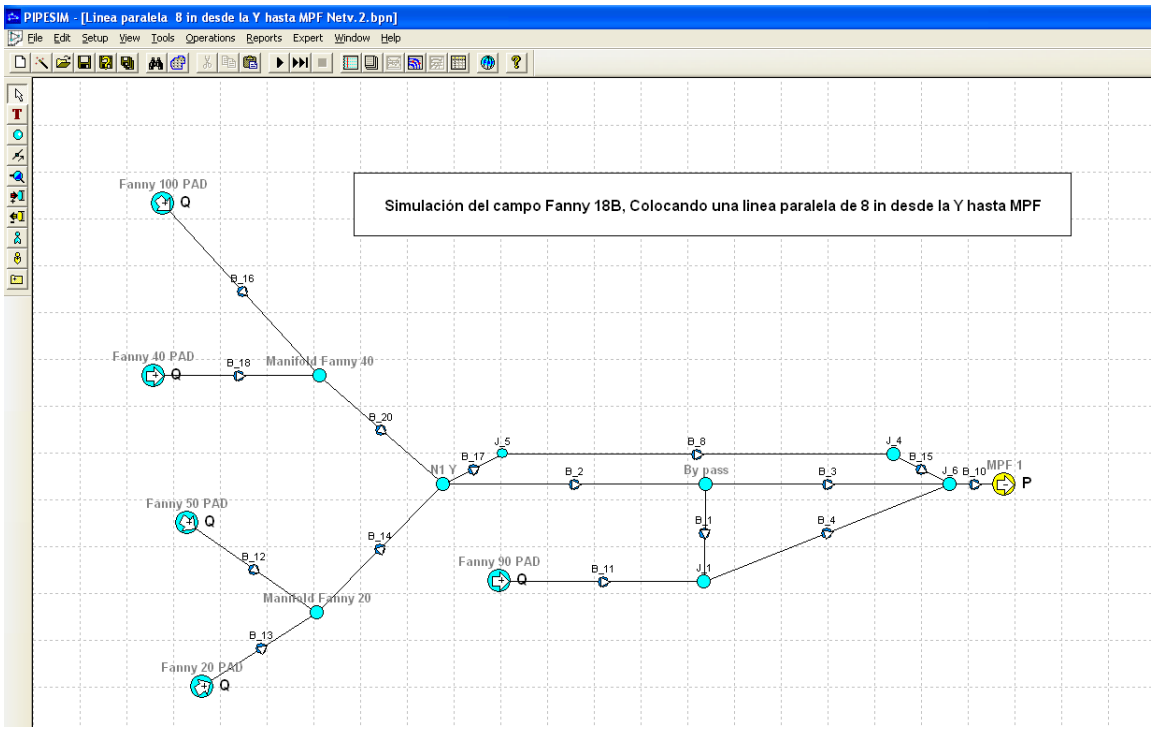


Figura 4-22: *Simulación del comportamiento de las redes de flujo y la producción de fluido cuando se coloca una línea paralela desde la Y hasta MPF*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Se ha simulado colocando una línea paralela de 8 pulgadas, desde el punto donde se encuentra la producción de fluido de cuatro plataformas productoras que se ha denominado la "Y" hasta llegar a la estación central de producción MPF.

Los beneficios que se logran de colocar esta línea paralela son mostrados a continuación:

Condiciones colocando una línea paralela de 8 in, desde la Y hasta MPF		
Caudal de Fluido	**BFPD**	**143302**
Caudal de Petróleo	**BOPD**	**20062**
Caudal de Agua	**BWPD**	**123239**
Temperatura @ Manifold	**°F**	**185**
Diámetro de la línea de Flujo	**Pulgadas**	**12**
Presión de cabeza en los pozos, Pwh	**Psi**	**172**
BSW promedio en el Fanny 20 Pad	**%**	**86**
Velocidad del fluido en la línea de flujo	**Ft/s**	**6.4**
Velocidad del gas en la línea de flujo	**Ft/s**	**6.8**
Relación Gas/liquido, GLR	**Scf/STB**	**19.39**

Tabla#48: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación, colocando a una línea paralela de 8 in, desde la Y hasta MPF.*
Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Se genera un diferencial de ΔPwh= 30 psi en cada pozo

A continuación se presenta los resultados del análisis de sensibilidad para cada pozo tomando en cuenta el diferencial de presión ΔPwh= 30 psi, generado al colocar una línea paralela de 8 pulgadas desde la Y hasta MPF.

Pozo Fanny 18B 20.

$$BOPD = 37 - \frac{37 * 95.3}{100}$$

$$BOPD = 3$$

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**2910**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 140 psi	BFPD	2928
-30psi **Caudal de Fluido @ 110 psi**	BFPD	2965
Caudal de Fluido @ 90 psi	BFPD	2990
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	37
BSW	%	95.7
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**2**

Tabla#49: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 20.*
Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 21.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**2490**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 160 psi	BFPD	2482
-30psi **Caudal de Fluido @ 130 psi**	BFPD	2528
Caudal de Fluido @ 110 psi	BFPD	2561
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	46
BSW	%	89.6
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**5**

Tabla#50: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 21.*
Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 23 RE.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**1398**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 170 psi	BFPD	1396
-30psi **Caudal de Fluido @ 140 psi**	BFPD	1417
Caudal de Fluido @ 120 psi	BFPD	1431
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	21
BSW	%	86.5
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**3**

Tabla#51: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 23RE.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 24H.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**8895**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 163 psi	BFPD	8902
-30psi **Caudal de Fluido @ 133 psi**	BFPD	8958
Caudal de Fluido @ 113 psi	BFPD	8996
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	56
BSW	%	91.7
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**5**

Tabla#52: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 24H.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 25.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**1586**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 160 psi	BFPD	1600
-30psi **Caudal de Fluido @ 130 psi**	BFPD	1640
Caudal de Fluido @ 110 psi	BFPD	1667
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	67
BSW	%	94.1
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**2**

Tabla#53: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 25.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 31.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**5602**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 168 psi	BFPD	5606
-30psi **Caudal de Fluido @ 138 psi**	BFPD	5644
Caudal de Fluido @ 118 psi	BFPD	5669
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	38
BSW	%	97.5
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**1**

Tabla#54: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 31.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 37.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**3186**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 140 psi	BFPD	3192
-30psi **Caudal de Fluido @ 110 psi**	BFPD	3237
Caudal de Fluido @ 90 psi	BFPD	3267
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	45
BSW	%	93.6
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**3**

Tabla#55: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 37.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 46.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**2996**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 150 psi	BFPD	3013
-30psi **Caudal de Fluido @ 120 psi**	BFPD	3047
Caudal de Fluido @ 100 psi	BFPD	3070
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	34
BSW	%	95.3
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**2**

Tabla#56: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 46.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 57.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**3694**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 165 psi	BFPD	3694
-30psi **Caudal de Fluido @ 135 psi**	BFPD	3733
Caudal de Fluido @ 115 psi	BFPD	3758
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	39
BSW	%	95
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**2**

Tabla#57: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 57.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 83.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**982**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 160 psi	BFPD	985
-30psi **Caudal de Fluido @ 130 psi**	BFPD	994
Caudal de Fluido @ 110 psi	BFPD	1000
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	9
BSW	%	87.8
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**1**

Tabla#58: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 83.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 108H.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**972**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 160 psi	BFPD	995
-30psi **Caudal de Fluido @ 130 psi**	BFPD	1035
Caudal de Fluido @ 110 psi	BFPD	1062
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	40
BSW	%	80.4
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**8**

Tabla#59: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 108H.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 120H.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**5082**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 160 psi	BFPD	5062
-30psi **Caudal de Fluido @ 130 psi**	BFPD	5144
Caudal de Fluido @ 110 psi	BFPD	5197
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	82
BSW	%	94.5
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**5**

Tabla#60: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 120H. Obtención del caudal de petróleo incrementado*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 121H.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**5644**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 160 psi	BFPD	5687
-30psi **Caudal de Fluido @ 130 psi**	BFPD	5725
Caudal de Fluido @ 110 psi	BFPD	5750
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	38
BSW	%	91.6
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**3**

Tabla#61: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 121H.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 123H.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**2597**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 165 psi	BFPD	2596
-30psi **Caudal de Fluido @ 115 psi**	BFPD	2630
Caudal de Fluido @ 100 psi	BFPD	2652
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	34
BSW	%	82.9
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**6**

Tabla#62: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 123H.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 132H.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**4214**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 160 psi	BFPD	4234
-30psi **Caudal de Fluido @ 130 psi**	BFPD	4301
Caudal de Fluido @ 110 psi	BFPD	4346
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	67
BSW	%	87
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**9**

Tabla#63: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 132H.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Pozo Fanny 18B 133H.

Caudal de Fluido @ 13/11/11 Prueba de producción	**BFPD**	**4676**
Simulaciones con el Software Pipesim Nodal Analysis		
Caudal de Fluido @ 165 psi	BFPD	4678
-30psi **Caudal de Fluido @ 135 psi**	BFPD	4711
Caudal de Fluido @ 115 psi	BFPD	4732
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	33
BSW	%	92.9
Caudal de petróleo incrementado	**BOPD**	**3**

Tabla#64: *Muestra los resultados obtenidos en la simulación del Pozo Fanny 18B 133H.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

	INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN	
POZOS	Caudal de Fluido (BFPD)	Caudal de Petróleo (BFPD)
Fanny 18B 20	37	2
Fanny 18B 21	46	5
Fanny 18B 23RE	21	3
Fanny 18B 24H	56	5
Fanny 18B 25	67	2
Fanny 18B 31	38	1
Fanny 18B 37	45	3
Fanny 18B 46	34	2
Fanny 18B 57	39	2
Fanny 18B 83	9	1
Fanny 18B 108H	40	8
Fanny 18B 120H	82	5
Fanny 18B 121H	38	3
Fanny 18B 123H	34	6
Fanny 18B 132H	67	9
Fanny 18B 133H	33	3
TOTAL 16 POZOS	**729 BFPD**	**60 BOPD**

Tabla#65: *Muestra en resumen cuantos barriles de petróleo se incrementan de acuerdo a las simulaciones realizadas para cada pozo.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano.*

CAPÍTULO V

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO

5.1 ANÁLISIS TÉCNICO

El proyecto de Optimización de la producción utilizando análisis nodal en el campo Fanny 18B, se realiza utilizando como herramienta de simulación el Software Pipesim Nodal Analysis.

El proyecto que se lo ha dividido en tres partes:

1. Análisis nodal en el fondo del pozo
2. Análisis nodal en la plataforma productora Fanny 20
3. Análisis nodal en la redes de producción en superficie del Campo Fanny 18B

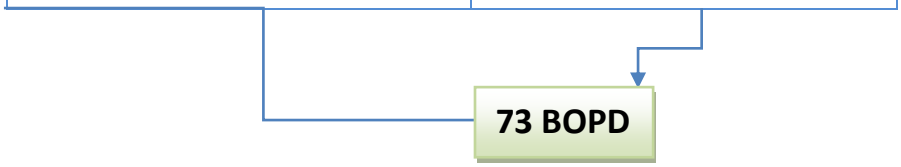
El análisis nodal en el fondo del pozo se lo realiza tomando dos nodos principales el primero es la presión estática del yacimiento Ps, dato tomado de las pruebas de restauración de presión que se realizaron al inicio de la vida productiva en cada pozo. El otro nodo está en la superficie, en la cabeza del pozo donde es medida la presión Pwh, la cual se vario bajo tres condiciones de sensibilidad tomando en consideración un diferencial de presión ΔP de 50 psi, que fueron restados de la Pwh real que maneja cada pozo, entonces se simulo cuanto seria el incremento de producción de petróleo, considerando el BSW en cada pozo.

A continuación se hace un análisis técnico para cada pozo productor, demostrando en resumen el trabajo realizado con el Software Pipesim Nodal Analysis. Tomando como condición principal de simulación que se colocará un sistema de producción-inyección donde se estima inyectar 30000 BWPD, dentro de la plataforma productora Fanny 20, lo cual genera un ΔPwh= 50 psi, en los pozos que no estén alineados al sistema y en los pozos que sean alineados al sistema la presión de cabeza en cada uno de ellos disminuirá a 70 psi, que es la presión de operación del separador que se propone en este proyecto.

EL PRIMER ESCENARIO del proyecto es colocar un sistema de producción-inyección en la plataforma Fanny 20. A continuación se presenta en resumen el análisis del incremento de la producción para pozo.

	INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN	
POZOS	Caudal de Fluido (BFPD)	Caudal de Petróleo (BFPD)
Fanny 18B 21	79	8
Fanny 18B 23RE	35	5
Fanny 18B 83	20	3
Fanny 18B 108H	72	17
Fanny 18B 121H	63	6
Fanny 18B 123H	57	10
Fanny 18B 132H	114	17
Fanny 18B 133H	95	7
TOTAL 8 POZOS	**535 BFPD**	**73 BOPD**

Caudal de Petróleo de los 8 Pozos @ condiciones actuales	Caudal Petróleo de los 8 Pozos @ condiciones de simulación
2557 BOPD	2630 BOPD



Tabla#66: *Muestra el incremento de la producción de Petróleo por cada pozo cuando se genere un diferencial en la presión de cabeza por inyectar 30000 BWPD.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Además del incremento de la producción que se genera al inyectar 30000 BWPD, lo cual ocasiono un diferencial en la presión de cabeza de 50 psi, en los 8 pozos analizados anteriormente, se logra incrementar la producción debido a que el sistema de producción-inyección que se sugiere opere con un separador de baja presión 70 psi, hemos simulado el comportamiento y el respectivo incremento de la producción de petróleo de los 8 pozos que serán ingresados al sistema y la presión de cabeza en cada pozo sea 70 psi.

Por lo tanto se obtuvieron los siguientes resultados de las simulaciones realizadas con el Software Pipesim en cada pozo:

	INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN	
POZOS	Caudal de Fluido (BFPD)	Caudal de Petróleo (BFPD)
Fanny 18B 20	87	4
Fanny 18B 24H	174	15
Fanny 18B 25	121	7
Fanny 18B 31	125	3
Fanny 18B 37	107	7
Fanny 18B 46	93	4
Fanny 18B 57	123	6
Fanny 18B 120H	224	7
TOTAL 8 POZOS	**1054 BFPD**	**53 BOPD**

Tabla#67: *Muestra en resumen cuantos barriles de petróleo se incrementan de acuerdo a las simulaciones realizadas para cada pozo.*

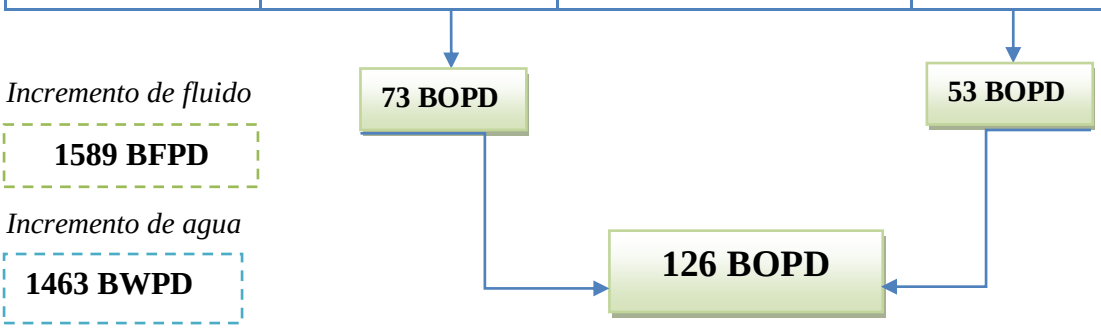
Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Caudal de Petróleo de los 8 Pozos @ condiciones actuales	Caudal Petróleo de los 8 Pozos @ condiciones de simulación
1907 BOPD	1960 BOPD

Tabla#68: *Muestra en resumen cuantos barriles de de petróleo se incrementan cuando ingresan los 8 pozos al sistema de producción-inyección.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

8 pozos que no ingresan al sistema producción-inyección, pero se genera un ΔPwh=50 psi		*8 pozos que ingresan al sistema producción-inyección, y trabajan a 70 psi, que es la presión de operación del separador*	
Caudal de fluido	22973 BFPD	Caudal de fluido	33951 BFPD
Caudal de petróleo	2557 BOPD	Caudal de petróleo	1907 BOPD
INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN			
Caudal de fluido	23508 BFPD	Caudal de fluido	35005 BFPD
Caudal de petróleo	2630 BOPD	Caudal de petróleo	1960 BOPD



Tabla#69: *Muestra en resumen cuantos barriles de petróleo se incrementan en la plataforma productora Fanny 20.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano.*

Análisis nodal en la plataforma productora Fanny 20

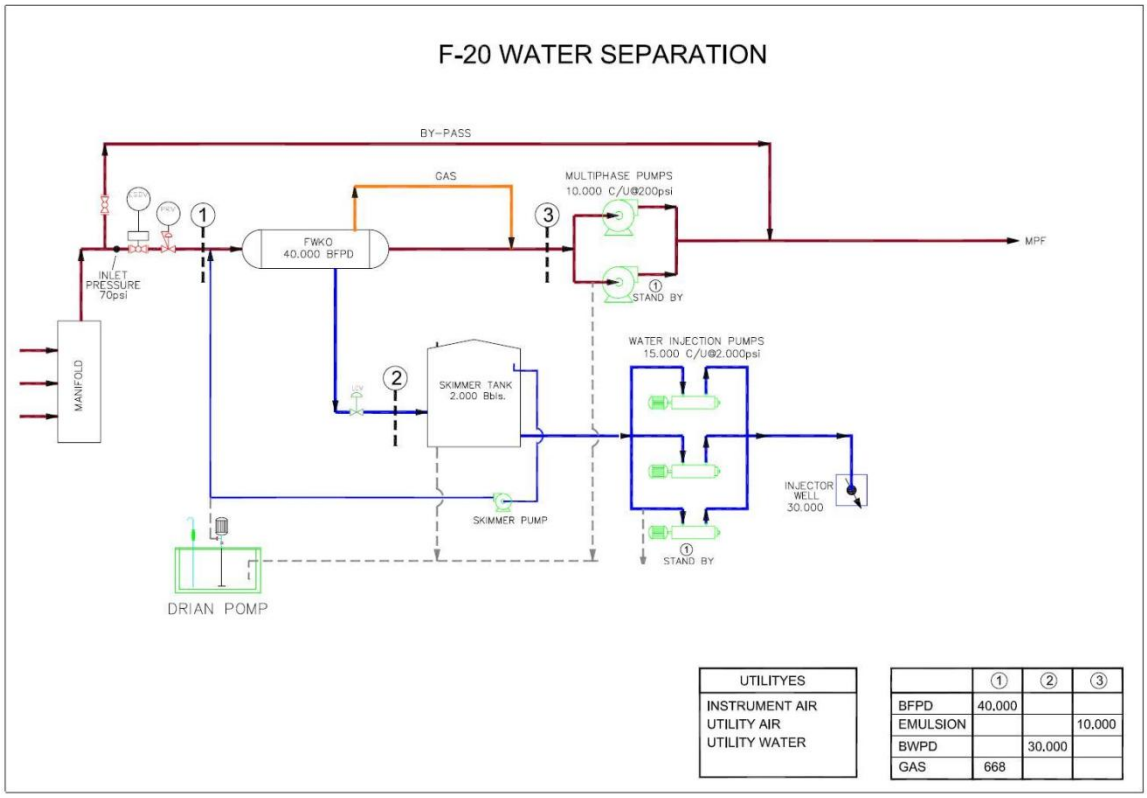


Fig.5-1: *Esquema detallado que resulta de la simulación al Incrementar un sistema de producción-inyección en el Well Pad Fanny 20*

Fuente: *Ing. Xavier Ludeña. Ingeniería de Facilidades de Producción.*

Luego de realizar el análisis nodal en la plataforma Fanny 20, se hace un esquema detallado de los nuevos equipos que se agregarían al proceso de producción en caso concreto de aquellos equipos que conformarían el nuevo sistema de producción-inyección tomando en cuenta que el separador será trifásico y de baja presión conocido como FWKO.

Luego del proceso de separación del fluido, el agua ingresara al sistema de inyección para lo cual se sugieren usar dos bombas horizontales de inyección, mientras que el petróleo y el gas ingresan a una bomba multifasica que es la encargada de mezclar y bombear a los dos fluidos emulsionados hacia la estación central de producción MPF.

Existen dentro de la plataforma Fanny 20, tres pozos que podrían ser candidatos para pozos inyectores siendo estos Fanny 18B 26, 27, 58. A continuación se detallan los componentes de la propuesta de colocar una 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 (FWKO-Separador de producción de capacidad 40,000BFPD).
- ✓ 1 Skimmer Tank o tanque desnatador (Capacidad 2000 Bbls)
- ✓ 2 Bombas Multifasicas (1 operativas y 1 de respaldo)
- ✓ 2 Bombas de inyección (1 operativas y 1 de respaldo, con una capacidad de inyección de 30000 BWPD cada una.)
- ✓ Línea de reinyección (6 pulgadas)

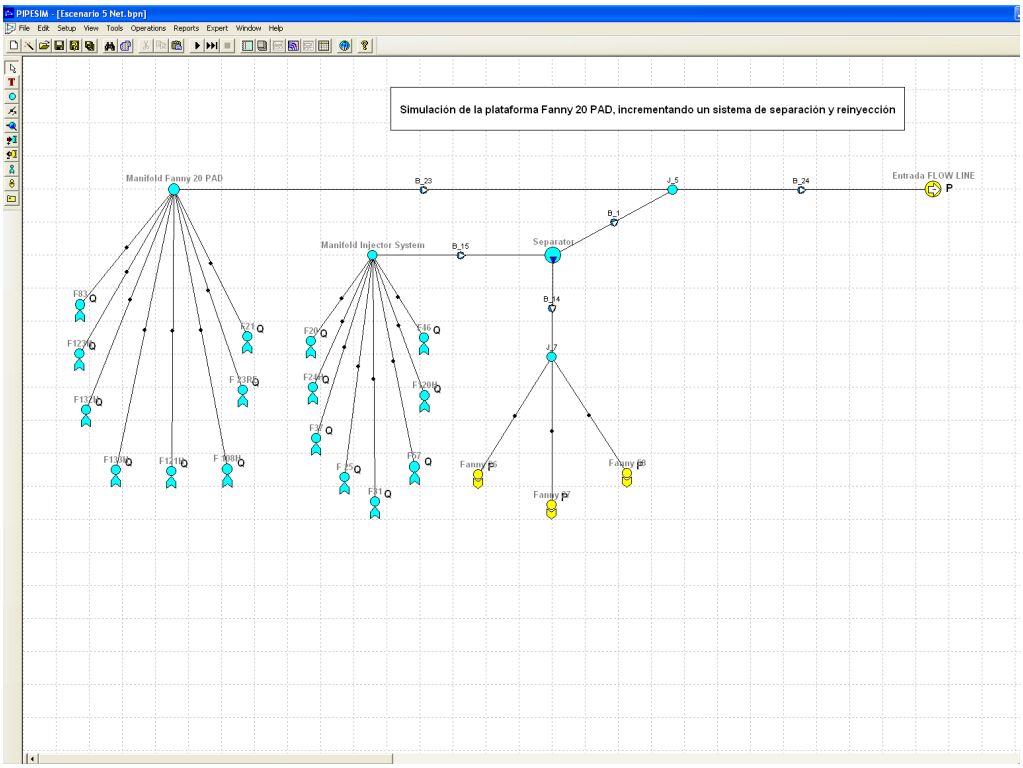


Figura 5-2: *Simulación con el Software Pipesim Nodal Analysis de la plataforma Fanny 20, incrementando un sistema de producción-inyección.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Los resultados de los análisis de sensibilidad indican que si se logra separar el fluido dentro de la plataforma Fanny 20 y además inyectar un caudal de 30000 BWPD, obtendremos un diferencial de presión en cabeza ΔPwh=50 psi en cada pozo. Además se despresuriza la línea general de flujo ya que el caudal de fluido que se envíe a MPF será de 28513 BFPD.

CONDICIONES ACTUALES		**CONDICIONES DE SIMULACIÓN**	
16 Pozos Productores		16 Pozos Productores y 3 inyectores	
Caudal de Fluido	56924 BFPD	Caudal de Fluido	28513 BFPD
Caudal de Agua	52460 BWPD	Caudal de Agua	23926 BWPD
Caudal de Petróleo	4464 BOPD	Caudal de Petróleo	4587 BOPD

Si logramos inyectar 30000 BWPD en la plataforma Fanny 20, se enviara por la línea general de flujo 28513 BFPD

Tabla#70: *Muestra los resultados que se lograran en base a las simulaciones de implementar un sistema producción-inyección en la plataforma Fanny 20.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano.*

Es posible de incrementar la producción de petróleo del campo Fanny 18B, reactivando la producción de los pozos que se apagaron por que producían con un alto BSW y por ende tenían bajo aporte de petróleo, cuando se ejecute el proyecto de colocar un sistema de producción-inyección en la plataforma Fanny 20, y se logre inyectar 30000 BWPD, podremos incluir a la producción del campo Fanny el caudal de los siguientes pozos:

POZO	**FECHA**	**PRODUCCION**						
		BFPD	BOPD	BWPD	BSW %	GAS mpcd	GOR pcd/bbl	API SECO
FANNY 73 (U-INF)	27-Feb-10	**2790**	59	2731	97.9	8	136	19.6
FANNY 89H (M-1)	12-Mar-10	**4305**	103	4202	97.6	13	126	18.0
FANNY 97 (U-INF)	5-Apr-11	**1354**	27	1327	98.0	3	111	20.6
FANNY 118H (M-1)	4-Jun-10	**4888**	112	4776	97.7	15	134	17.8
FANNY 14 (M-1)	20-Oct-09	**1318**	26	1292	98.0	3	115	21.4
FANNY 117H (M-1)	18-Mar-10	**2760**	54	2706	98	9	172	14.01
FANNY 63 (M-1)	10-Aug-11	**274**	26	248	90.6	6	231	23.2
FANNY 70 (U-INF)	5-Apr-11	**964**	78	886	91.9	21	269	20.0
FANNY 88 (U-INF)	6-Jan-09	**123**	13	110	89.6	2	154	21.1
		18776	**498**	**18278**				

Tabla#71: *Muestra los pozos que se sugiere sean encendidos cuando se ponga en marcha el primer escenario del proyecto.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

En el primer escenario del proyecto incrementaríamos 126 BOPD de acuerdo a las simulaciones realizadas con el Software Pipesim, además de este incremento lograríamos producir 498 BOPD si volvemos a poner en producción los pozos que se sugieren en la tabla #71. La estación central de producción MPF no tendrá inconvenientes para tratar los 18278 BWPD, adicionales que se vuelvan a producir, ya que con este proyecto se estima disminuir 30000 BWPD, de la producción de fluido de todo el campo, y esto facilitaría la posibilidad de encender los pozos sugeridos.

Entonces sumados ambos incrementos tendríamos una producción de petróleo neta de 624 BOPD.

Análisis nodal en las redes de producción en superficie del Campo Fanny 18B.

EL SEGUNDO ESCENARIO del proyecto es colocar una línea paralela a la línea general de flujo que va desde la Y hasta la estación central de producción MPF.

Se propone que la línea paralela sea de 8 pulgadas de diámetro y que recorra una distancia de 1.8 Km (6135 pies). Se simulo con el Software Pipesim Nodal Analysis, las redes de producción en superficie del campo Fanny 18B, los resultados de la simulación de colocar una línea paralela indican que se genera un diferencial de presión de cabeza ΔPwh de 30 psi en cada pozo del WellPad Fanny 20.

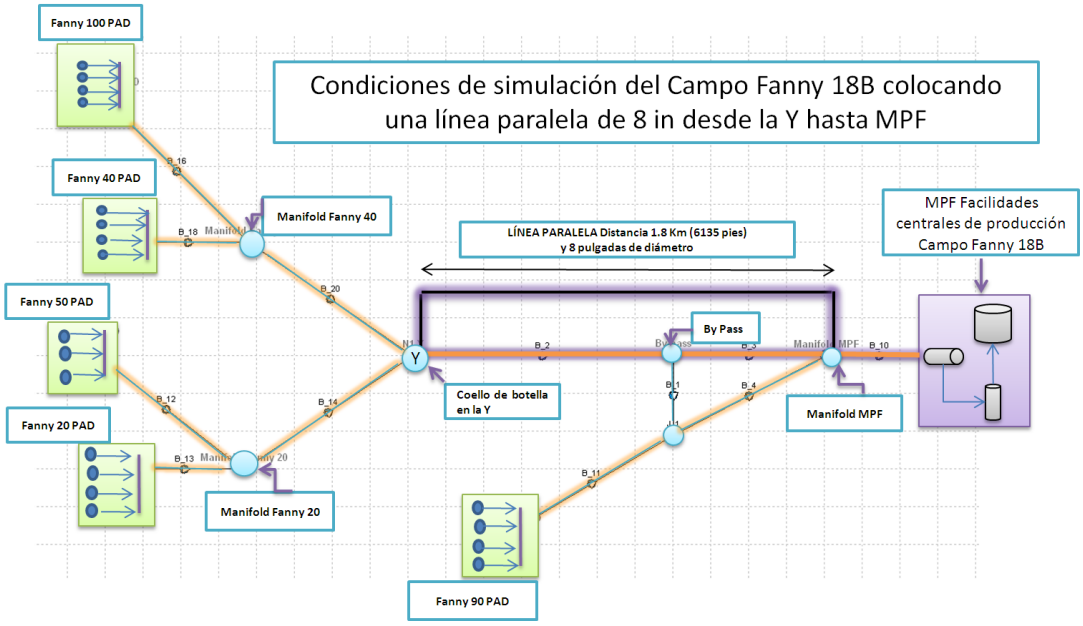


Fig.5-3: *Esquema detallado que resulta de la simulación de colocar una línea de 8 pulgadas desde la Y hasta MPF*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

	INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN	
POZOS	Caudal de Fluido (BFPD)	Caudal de Petróleo (BFPD)
Fanny 18B 20	37	2
Fanny 18B 21	46	5
Fanny 18B 23RE	21	3
Fanny 18B 24H	56	5
Fanny 18B 25	67	2
Fanny 18B 31	38	1
Fanny 18B 37	45	3
Fanny 18B 46	34	2
Fanny 18B 57	39	2
Fanny 18B 83	9	1
Fanny 18B 108H	40	8
Fanny 18B 120H	82	5
Fanny 18B 121H	38	3
Fanny 18B 123H	34	6
Fanny 18B 132H	67	9
Fanny 18B 133H	33	3
TOTAL 16 POZOS	**686 BFPD**	**60 BOPD**

Tabla#72: *Muestra en resumen cuantos barriles de petróleo se incrementan de acuerdo a las simulaciones realizadas para cada pozo del Wellpad Fanny 20.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano.*

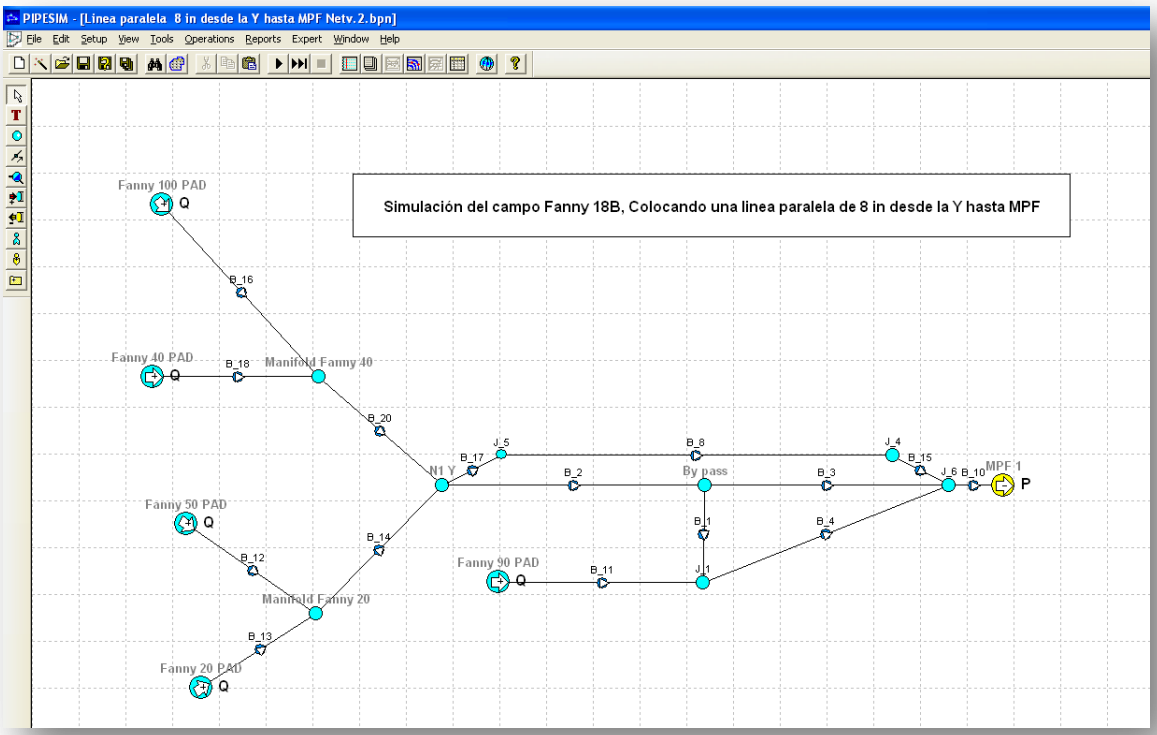


Fig.5-4: *Simulación de colocar una línea de 8 pulgadas desde la Y hasta MPF*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

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
PAD 90	121	22019	**PAD 90**	117	21994
PAD 20	200	56924	**PAD 20**	173	57610
PAD 50	317	5352	**PAD 50**	293	5364
PAD 40	237	32208	**PAD 40**	212	32466
PAD 100	262	26799	**PAD 100**	237	26871

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
TOTAL			**114 BOPD**

908 BWPD

Tabla#73: *Muestra los resultados del incremento de la producción mediante las simulaciones con el Software Pipesim colocando una línea paralela de 8 pulgadas desde la Y hasta MPF*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Velocidad en la línea general de flujo = 14.6 ft/s

Velocidad en la línea paralela a la general de flujo = 6.4 ft/s

5.2 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.

5.2.1 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)

5.2.1.1 VALOR ACTUAL NETO

Esta medida se deduce directamente del concepto de valor presente. Para hacer el cálculo se requiere descontar el flujo de fondos propuestos por medio de una tasa de interés que es la relevante para los potenciales inversionistas.

Esta tasa es, por supuesto, la misma tasa mínima atractiva de retorno. Con ella se calcula el valor presente de todos los ingresos en el flujo y luego se hace lo mismo para los egresos. Si el valor presente de los ingresos supera el de los egresos, el valor presente neto es positivo y la inversión es viable.

5.2.1.2 TASA INTERNA DE RETORNO

La tasa interna de retorno es por definición, aquella tasa que se hace el valor presente de los ingresos igual al valor presente de los egresos, al descontarlos al periodo cero. Equivale a decir que es la tasa que hace el valor presente neto igual a cero. Se dice que el proyecto es viable cuando el TIR es mayor a la tasa de actualización.

5.2.2 INGRESOS

En el ámbito de la economía, el concepto de ingresos es sin duda uno de los elementos más esenciales y relevantes con los que se puede trabajar. Entendemos por ingresos a todas las ganancias que ingresan al conjunto total del presupuesto de una entidad, ya sea pública o privada, individual o grupal. En términos más generales, los ingresos son los elementos tanto monetarios como no monetarios que se acumulan y que generan como consecuencia un círculo de consumo-ganancia. Los ingresos mensuales que obtendremos del proyecto se calcula multiplicando el precio neto por barril de petróleo por el numero de barriles de petróleo producidos cada mes.

5.2.3 *EGRESOS*

Corresponden al total de la inversión total requerida para la puesta en marcha del proyecto. El capital de trabajo, si bien no implicará siempre un desembolso en su totalidad antes de iniciar la operación, se considera también como un egreso en el momento cero, ya que deberá quedar disponible para que el administrador del proyecto pueda utilizarlo en su gestión.

Los egresos mensuales constituyen la suma entre los costos capitales y los costos de operación que resultan al poner en marcha el proyecto.

5.2.4 FLUJO DE CAJA

El flujo de caja constituye uno de los elementos más importantes del estudio de un proyecto, debido a los resultados obtenidos en el flujo de caja se evaluará la realización del proyecto.

La información básica para la construcción de un flujo de caja proviene de los estudios, técnicos, organizacional y como también de los cálculos de los beneficios. Al realizar el flujo de caja, es necesario, incorporar a la información obtenida anteriormente, datos adicionales relacionados principalmente, con los efectos tributarios de la depreciación, de la amortización del activo normal, valor residual, utilidades y pérdidas

5.2.5 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 encender 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.

5.2.6 DETERMINACIÓN DEL TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN, VALOR ACTUAL NETO Y LA TASA INTERNA DE RETORNO.

PRIMER ESCENARIO

Implementar un sistema de producción-inyección dentro del Well Pad Fanny 20.

Costos detallados del proyecto.

General

Discipline	Costs	
Camp & Catering	$	18,000.00
Field Travel	$	16,000.00
General Supervision		
Transportation		
Security		
Permits and Licences	$	30,000.00

Engineering

Discipline	Costs	
Engineering & Design	$	250,000.00
Technical Services	$	135,000.00
Start ups	$	40,000.00
MCC commissioning	$	30,000.00
PLC works	$	65,000.00
Travel & Accommodations	$	500.00

Civil

Discipline	Costs	
Civil Supervision-Inspection		
Civil Works	$	356,000.00
piling works	$	50,000.00
fundation for FWKO and pumps	$	161,000.00
Control room installation	$	75,000.00
Drain vault	$	25,000.00

MCC expantion	$	25,000.00
VFD expansion	$	20,000.00
Civil Materials & labor		

Electrical

Discipline	**Costs**	
Elect. Supervision-Inspection		
Electrical Works	$	340,000.00
Electrical Materials	$	332,487.00
Low voltage cable for pumps and MCC	$	157,487.00
cable tray	$	25,000.00
rest of materials	$	150,000.00
Elect. Major Equipment	$	665,000.00
New sections of MCC	$	350,000.00
Three VFD's	$	210,000.00
Shift transformer	$	105,000.00

Instrumentation

Discipline	**Costs**	
Instru. Supervision-Inspection		
Instrumentation Works	$	170,000.00
Instrumentation Materials	$	185,000.00
control cable	$	30,000.00
Transmitters & indicators	$	60,000.00
flow meters	$	15,000.00
Tubing	$	25,000.00
bulk materials	$	25,000.00
PLC materials and comunications	$	30,000.00
Instru. Major Equipment		
PLC	$	35,000.00
cpmpressor	$	80,000.00

Mechanical

Discipline	Costs	
Mech. Supervision-Inspection		
Mechanical Works	$	280,000.00
Mechanical Materials	$	442,013.00
PV&F low ansi	$	272,013.00
PV&F high press materials	$	170,000.00
Mech. Major Equipment	$	2,210,500.00
FWKO	$	1,400,000.00
Multiphase	$	500.00
new Horizontal pumps	$	600,000.00
Skimmer pump	$	25,000.00
Skimmer tank	$	80,000.00
drain pump	$	15,000.00

EHS - CA

Discipline	Costs	
EHS Supervision-Inspection		
EHS Works		
EHS Safety Equipment	$	50,000.00
EHS Land Acquisition		
EHS Compensation & Payments		

Tabla#74: *Tablas tomadas de la hoja de Excel, donde se realizo el análisis económico la cual muestra los costos detallados de los componentes y los equipos que se requieren en el primer escenario del proyecto.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Instalación electromecánica	**$ 790000**
Civil	$ 356000
Material eléctrico & Instrumentación	$ 517487
Material mecánico	$ 442013
varios administrativos & Ingeniería	$ 499500
Equipos mecánicos	$ 2120500
Equipos eléctricos	$ 665000
TOTAL	**$ 5390500**

Tabla#75: *Muestra en resumen todos los costos que intervienen en el primer escenario del proyecto.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

De los resultados obtenidos del análisis detallado de los costos que intervienen en el primer escenario del proyecto, tenemos que total de inversión seria de USD 5390500 de dólares, con este valor estimado se procede hacer el análisis económico.

DATOS INICIALES	
BOPD	***624***
BWPD	***19495***
ANN. DECLIN	***30%***
LIMIT BOPD	***550***

DATOS DE COSTOS DEL PROYECTO	
COSTO CAPITAL	***5390500***

Tabla#76: *Muestra los datos ingresados para el análisis económico del segundo escenario del proyecto.*

Elaborado por*: Holger Javier Carvajal Zambrano*

La producción que se estima lograr en este escenario del proyecto es de 624 BOPD, se tiene presente que la producción mínima de petróleo 550 BOPD, ya que con este valor el proyecto es rentable. La producción de agua adicional será de 19495 BWPD lo cual representa costos adicionales de tratamiento. El detalle de inversiones y ganancias se lo muestra en la siguiente tabla:

FIELD	Fanny 18B	
PROJECT TITLE	Production-injection	
Income per barrel	US$/bbl	**35.00**
- OPEX	US$/bbl	**(8.50)**
- DD&A	US$/bbl	**(7.10)**
Net back (before taxes)	US$/bbl	**19.40**
- Labor (15%)	US$/bbl	**(2.91)**
- Income tax (25%)	US$/bbl	**(4.12)**
Net income after taxes	**US$/bbl**	**12.37**
VAN (annual discount rate)	**15%**	1954955
TIR (annual rate)	%	43%
Pay Out	Months	**18**
Pay Out	Barrels	276887
Total reserves 2025	bbl	**759000**
Reserves used analysis	bbl	**455887**

Tabla#77: *Muestra todos los datos y resultados del análisis económico*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Tomamos 35 dólares que es el precio del barril de petróleo para la compañía, además se considero una tasa de actualización anual para el proyecto del 15% se obtiene USD 1954955 y se logra una tasa interna de retorno del 44% anual por ende el proyecto se

paga hasta los 18 meses de trabajo continuó del sistema de producción-inyección. A continuación se presenta el flujo de caja del primer escenario del proyecto:

MES	0	1	2	3	4	5	6
FLUJO DE CAJA	-5,390,500	376,594	331,751	358,227	338,112	340,756	321,622

MES	7	8	9	10	11	12	13	14
FLUJO DE CAJA	324,138	316,134	298,383	300,717	283,831	286,050	278,988	245,767

MES	15	16	17	**18**	19	20	21	22
FLUJO DE CAJA	265,381	250,480	252,439	238,264	240,127	234,198	221,048	222,776

MES	23	24	25	26	27	28	29	30
FLUJO DE CAJA	210,267	211,911	206,679	182,069	196,599	185,560	187,011	176,510

MES	31	32	33	34	35	36	**TOTAL**
FLUJO DE CAJA	177,890	173,498	163,756	165,037	155,769	156,988	**8,875,330**

Tabla#78: *Muestra el flujo de caja del proyecto estimado a 36 meses.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

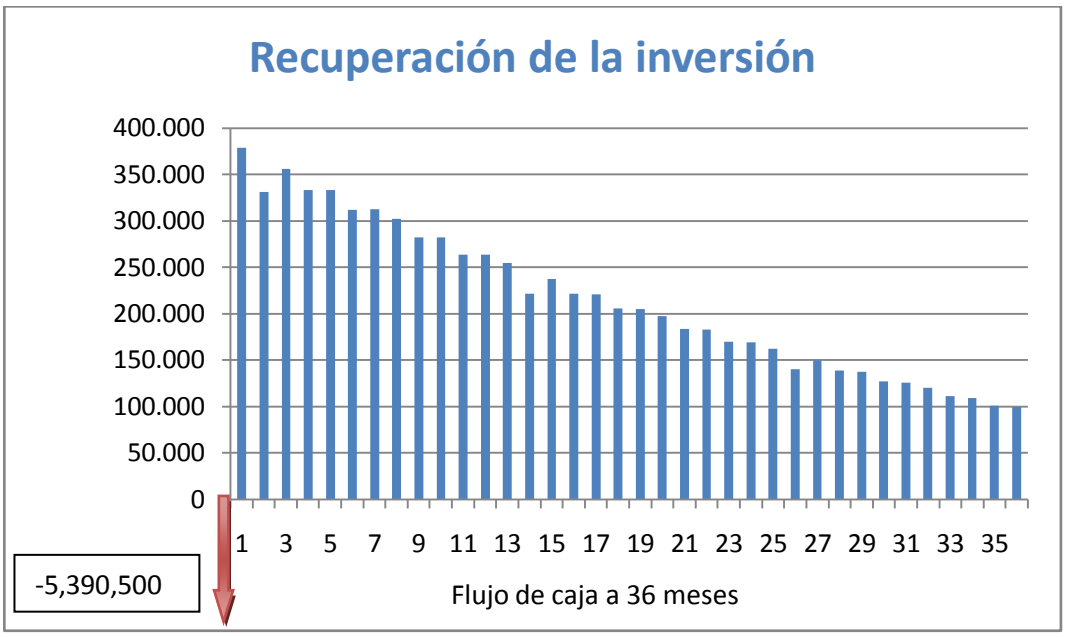


Figura 5-5: *Muestra gráficamente el flujo de caja del primer escenario del proyecto*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

Como se observa en el flujo de caja tenemos una salida de capital de USD 5390500 la misma que será la inversión que se realiza cuando se ejecute el proyecto. Se recupera la o inversión hasta el 18avo mes de puesto en marcha el proyecto, al final del flujo de caja es decir a los 36 meses tenemos una recuperación total de USD 8925706.

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.

SEGUNDO ESCENARIO

Colocar una línea paralela de 8 pulgadas desde la Y hasta MPF.

El costo por cada kilometro de tubería de producción es aproximadamente de USD 750000 como se propone en este escenario de proyecto que la línea paralela a la línea

general de flujo sea desde la Y hasta MPF, siendo esta distancia de 1.8 Km, tomamos como valor total del proyecto USD 1500000.

La producción de petróleo que se estima lograr en este escenario del proyecto es de 114 BOPD y un incremental de agua de 908 BWPD.

Tomando este valor USD 1500000 estimados de inversión total se procede hacer el análisis económico.

DATOS INICIALES	
BOPD	***114***
BWPD	***908***
ANN. DECLIN	***30%***

DATOS DE COSTOS DEL PROYECTO	
COSTO CAPITAL	***1500000***

Tabla#79: *Muestra los datos ingresados para el análisis económico del segundo escenario del proyecto.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano.*

PROJECT TITLE	**LINE 8 IN**	
Income per barrel	US$/bbl	**35,00**

- OPEX	US$/bbl	**(8,50)**
- DD&A	US$/bbl	**(10,87)**

Net back (before taxes)	US$/bbl	**15,63**

- Labor (15%)	US$/bbl	**(2,34)**
- Income tax (25%)	US$/bbl	**(3,32)**

Net income after taxes	**US$/bbl**	**9,96**

NPV (annual discount rate)		**15%**	-63.904
IRR (annual rate)		%	11%
Pay Out		Months	**29**
Pay Out		Barrels	71.998

Total reserves 2025		bbl	**138.000**
Reserves used analysis		bbl	**83.287**

Tabla#80: *Muestra todos los datos y resultados del análisis económico*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

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

Tomamos 35 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 63904 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.

A continuación se presenta el flujo de caja del segundo escenario del proyecto se observa el comportamiento del dinero en el tiempo es decir, lo que se podría recuperar de la inversión hasta los 36 meses de la puesta en marcha del proyecto.

MES	0	1	2	3	4	5	6
FLUJO DE CAJA	-1,500,000	73.627	64.860	70.037	66.104	66.621	62.880

MES	7	8	9	10	11	12	13	14
FLUJO DE CAJA	63.371	61.807	58.336	58.792	55.491	55.925	54.544	48.050

MES	15	16	17	**18**	19	20	21	22
FLUJO DE CAJA	51.884	48.971	49.354	46.582	46.947	45.788	43.217	43.554

MES	23	24	25	26	27	28	29	30
FLUJO DE CAJA	41.109	41.430	40.408	35.596	38.437	36.278	36.562	34.509

MES	31	32	33	34	35	36	**TOTAL**
FLUJO DE CAJA	34.779	33.920	32.016	32.266	30.454	30.692	**1.735.199**

Tabla#81: *Muestra el flujo de caja del proyecto estimado a 36 meses.*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

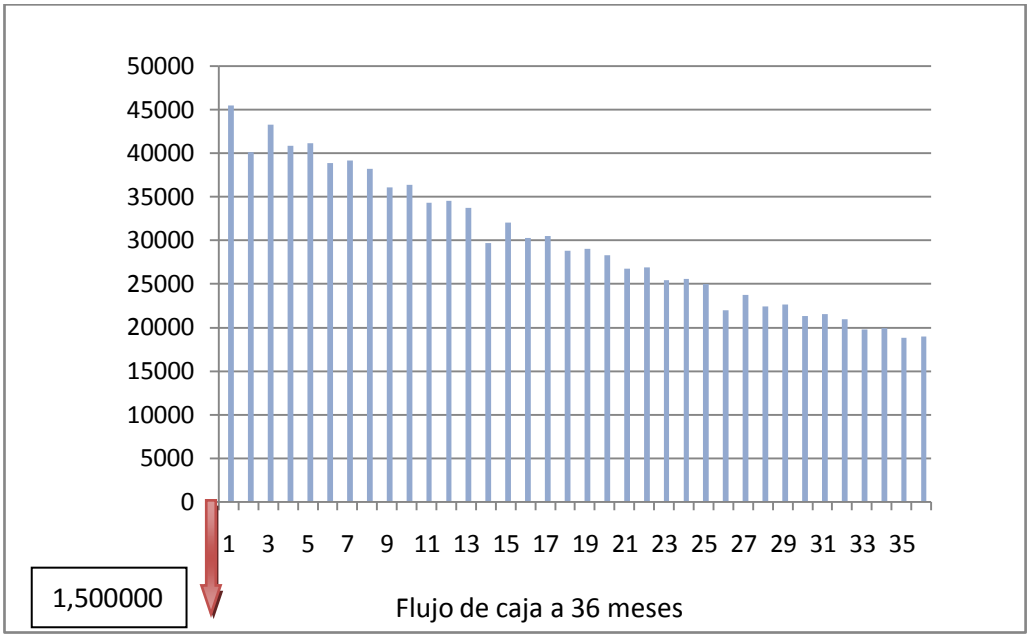


Figura 5-6: *Muestra gráficamente el flujo de caja del segundo escenario del proyecto*

Elaborado por: *Holger Javier Carvajal Zambrano*

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 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

6.2 RECOMENDACIONES

1. Mediante las predicciones producción a futuro del campo Fanny 18B y debido al incremento del BSW se podrían hacer proyectos de mini estaciones de producción en las plataformas productoras de hidrocarburos para no saturar las estaciones centrales de producción.

2. El Well Pad Fanny 20, cuenta con 3 pozos abandonados Fanny 18B 26, 27 y 58, los cuales podrían ser candidatos a inyectores y acoplarse al sistema de producción-inyección donde se estima inyectar 30000 BWPD.

3. El sistema de producción inyección que se propone en este proyecto deberá contar con un separador trifásico de baja presión, recomendamos que trabaje a 70 psi y que tenga una capacidad de 40000 BFPD.

4. La línea general de flujo que va desde la Y, lugar donde se forma un cuello de botella, hasta MPF está saturado por el de fluido que transporta, por lo cual se recomienda colocar una línea paralela desde la Y hasta MPF, para alivianar la presurización en la línea, esto se traduce en disminución de la presión de cabeza en los pozos de la plataforma Fanny 20, 40 y 100 como consecuencia de ello se obtendría un incremento en la producción.

5. Desde el manifold de MPF hasta los separadores de producción se pierden 30 psi, debido a que el manifold recibe la producción del campo Fanny 18B a 70 psi y los separadores reciben el fluido a 40 psi, por lo cual se recomienda analizar este tramo y considerar la posibilidad de remplazar la línea existente por una línea área de 10 pulgadas, con lo cual bajaría la presión en la entrada del manifold, por ende se generaría un incremento de la producción de todo el campo.

6. Se recomienda analizar la posibilidad de poner en marcha los dos escenarios del proyecto en conjunto para lograr un mayor incremento de la producción a corto plazo.

7. Se recomienda usar la correlación para flujo multifásico de *beggs and brill* en pozos direccionales y horizontales para simular el comportamiento de la viscosidad del fluido producido en el Well Pad Fanny 20.

8. Si algún profesional de la industria petrolera o estudiante de ingeniería en petróleo se interesaría en continuar la investigación y desarrollo de este proyecto se recomienda que actualice los datos producción y de los equipos de levantamiento artificial en los pozos del Well Pad Fanny 20, para que se corra el simulador de análisis nodal y los resultados se ajusten a las condiciones existentes.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Beggs D. (2002). **Production Optimization using Nodal Analysis.** Tulsa Ocklahoma OGCI and Petroskills Publications.

2. Maggiolo R. (2008). **Optimizacion de la Produccion Mediante Analisis Nodal.** Lima: ESP OIL Engineering Consultants.

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, Ocklahoma: PennWell Publishing Company.

5. Mc Cain W. (1990). **The Properties of Petroluem Fluids.** 2nd Edition. Tulsa, Ocklahoma: 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