

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“OPTIMIZACIÓN DE CALENTADORES DE FONDO CON  
POTENCIA VARIABLE EN UN MODELO ESTOCÁSTICO DE  
YACIMIENTO UTILIZANDO TÉCNICAS DE DISEÑO  
EXPERIMENTAL”**

**REALIZADO POR:**

**SABALLO MOSQUEDA ANDREÍNA DE FÁTIMA**

**Trabajo Especial de Grado Presentado Ante la Universidad de Oriente como  
Requisito Parcial para Optar al Título de:**

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**Barcelona, Octubre 2011**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“OPTIMIZACIÓN DE CALENTADORES DE FONDO CON  
POTENCIA VARIABLE EN UN MODELO ESTOCÁSTICO DE  
YACIMIENTO UTILIZANDO TÉCNICAS DE DISEÑO  
EXPERIMENTAL”**

**ASESORES:**

---

**ARDITI, LORENZO (MSc)**

**Tutor Académico**

---

**ING. FERNÁNDEZ, JOHANNA**

**Asesor Industrial**

Barcelona, Octubre 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“OPTIMIZACIÓN DE CALENTADORES DE FONDO CON  
POTENCIA VARIABLE EN UN MODELO ESTOCÁSTICO DE  
YACIMIENTO UTILIZANDO TÉCNICAS DE DISEÑO  
EXPERIMENTAL”**

**El jurado hace constar que asigno a esta Tesis la calificación de:**

---

**ARDITI, LORENZO (MSc)**

**Tutor Académico**

---

**ING. ACOSTA FÉLIX**

**Jurado Principal**

---

**ING. RONDÓN JOSÉ**

**Jurado Principal**

Barcelona, Octubre 2011

## **RESOLUCIÓN**

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de Trabajo de Grado:

“Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

## DEDICATORIA

A mi *Dios* todo poderoso por ser la persona que me guía por el mejor camino, la que me protege en la soledad, la que me escucha en todo momento, la que me brinda paz ante la angustia. Con solo pensar en ti mi señor alberga en mi alma una inmensa felicidad. Gracias por permitirme vivir cada momento de mi vida. **TE AMO.**

A mi *madre* por ser el pilar fundamental de mi hogar ante la ausencia de mi padre, esa fuerza con la que día a día te levantas para salir adelante con tus tres hijas, sin mirar a nadie, es lo que marca la diferencia. Tu amor incondicional, tu apoyo fundamental, tus atenciones, tu tiempo, sencillamente eres la mejor. Este trabajo es para ti mami.

A mi *padre* porque a pesar de todo, tú estuviste en gran parte de mi crecimiento, me dedicaste tu calor, tu tiempo, tus enseñanzas, tu amor. Gran parte de mi formación y principios fueron aprendidos en casa cuando todos estábamos juntos. Siempre te mantengo presente papi, “el amor hacia un padre no cambia pase lo que pase”.

A mis hermanas *Marines y Marian*, por brindarme su apoyo en todo momento, por cada detalle, por su calor de hermanas. Las adoro, son parte de mí y de mi vida, sus éxitos son mi alegría y su amor mi fortaleza.

A mi familia *Mosqueda Castro, Espín Mosqueda, Malavé Mosqueda y Díaz*, por su amor, apoyo, tiempo, colaboración, por todo. Son parte de mis tesoros, los quiero con todo mi corazón, mis éxitos son sus éxitos. Si tuviera que volver a elegir una familia los elegiría a ustedes.

Y a ti *mi Ari* por ser la persona que nunca dudo en dar una ayuda, por ese amor para con todos, tu ausencia me dejó un vacío irreparable, en mis días oscuros donde no encontraba una salida y albergaba en mí la angustia y la desesperación siempre recordaba tus palabras “mi André todo saldrá bien”. Nunca te olvidare.

## AGRADECIMIENTO

A la *Ing. Johanna Fernández*, por la oportunidad y por todo el apoyo brindado durante todo este tiempo. Gracias por todo.

A la empresa de servicios SCHLUMBERGER por aceptarme y permitirme desarrollar mi trabajo de grado en sus instalaciones.

Al *Ing. José Antonio Piña*, por cada minuto de tu tiempo dedicado, por siempre orientar mi trabajo hacia lo mejor, por tomarme en cuenta en todo momento, por no dudar en brindarme tu apoyo cuando más lo necesite, por todo lo enseñado. *José*, siempre te estaré agradecida.

Al *Prof. Lorenzo Arditi*, por brindarme toda la colaboración para que mi trabajo se llevara a cabo, por todo lo enseñado. Mil gracias Profesor.

A todas aquellas personas con las que compartí durante mi estadía en la empresa, seres especiales que llenaban de ocurrencia mis días, que ante cualquier contratiempo se detenían por un momento ayudarme. Por el cariño y el respeto brindado. Por siempre en mis recuerdos (*Flia. Harris y el resto de los compañeros de Schlumberger*).

Al *Ing. Diego Manfre*, porque a pesar de la distancia siempre tenías un espacio para mí a la hora que fuese, siempre comprendías mi situación y estuviste pendiente de mi trabajo. Nunca me diste la espalda. Gracias por ser como eres.

Al *Centro de Excelencia FAJA*, por hacer de mi estancia en Faja un momento agradable, por todo el cariño y apoyo brindado. Muchas Gracias.

A mis amigas y compañeras de pasantía *Mayra Marcano, Mariam Barrios e Iramar Vásquez*, por toda la ayuda, por todo el apoyo, por cada palabra de aliento, por cada momento agradable, cada ocurrencia, por la amistad, por todo, *GRACIAS*. Las adoro.

A mis Tesoros: mi mol, *Manuel Cedeño*, mi mamaíta *Carolina Sabino*, mi tío bello *Rafael Pereira*, mi tía bella *Aurolis Alvarado*, mi negrito *Ángel Cova*, mi basu *Argilio Rodríguez*, mi vida *Denys Portieles*, a mis amores *Francisco Magallanes y Reinaldo Pinto* y mi plagueta mayor *Amal Abou*, por cada gesto, por todo su amor, por cada anécdota vivida, por esa amistad que nos une. Gracias. Es inmenso el amor que les tengo.

A todos mis amigos que me llenaban de cariño, apoyo, por todos los momentos compartidos, *Mil Gracias*. *TODOS* forman parte de mi vida, *Éxitos y Bendiciones* para cada uno de ustedes.



## RESUMEN

En busca de la mejor configuración de potencias del cable calentador de fondo como tecnología de interés para la producción de los yacimientos pertenecientes de nuestra Faja Petrolífera del Orinoco, fue necesario acudir a la geoestadística aplicada al ámbito petrolero y a la simulación numérica de yacimientos, en primera instancia para la creación de un modelo de yacimiento que contemplara en gran medida los valores promedios de propiedades de un yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco para posteriormente llevar a cabo un análisis de incertidumbre a partir de las funciones objetivos factor de recobro (FR) y el valor presente neto (VPN).

Se evaluaron parámetros como la temperatura, presión de fondo fluyente y potencias, las cuales fueron distribuidas a lo largo de la sección horizontal, bajo diferentes configuraciones, con el objetivo de obtener un mejor aprovechamiento de toda la trayectoria del pozo, bajo este perfil de configuraciones el factor determinante a la hora de comprobar la rentabilidad de la herramienta fue a partir de la evaluación económica, en ella se consideraron aspectos como regalías, impuestos, flujo de caja antes y después del impuesto, utilidad operativa, flujo efectivo de agua, costos fijos y operacionales, entre otros, resultando los escenarios económicamente rentables, con un radio de calentamiento de 14 pies, la temperatura se distribuyó solo alrededor del pozo, alcanzando los niveles más altos de temperaturas en las cercanías del mismo.

Para efecto de evaluación de esta herramienta a diferentes periodos de precalentamiento (2, 5, 10 y 30 días) todos los escenarios fueron rentables ya que durante el tiempo en el que el pozo se abre a producción, los cierres de dos, cinco, diez y treinta días fueron retribuidos en la producción luego del periodo de precalentamiento.

## INDICE GENERAL

RESOLUCIÓN.....	IV
DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTO .....	VII
RESUMEN.....	IX
INDICE GENERAL.....	X
LISTA DE FIGURAS .....	XIV
LISTA DE TABLAS .....	XVII
CAPITULO I. INTRODUCCIÓN .....	19
1.1. Planteamiento del Problema.....	19
1.2. Objetivos.....	20
1.2.1. Objetivo General.....	21
1.2.2. Objetivos Específicos .....	21
CAPITULO II. MARCO TEÓRICO .....	22
2.1. Antecedentes.....	22
2.2. Faja Petrolífera del Orinoco .....	25
2.3. Simulación de Yacimientos.....	28
2.3.1. Etapas de una simulación numérica de yacimientos.....	29
2.3.2. Limitaciones de la simulación numérica de yacimientos .....	29
2.4. Modelaje De Yacimientos a partir de Técnicas Geoestadísticas.....	30
2.4.1. Geoestadística .....	30
2.4.2. Simulación Basada en Objetos .....	31
2.4.3. Simulación Secuencial Gaussiana .....	33
2.4.4. Diferencias de los Métodos Geoestadísticos .....	34
2.4.5. Histogramas de Frecuencia.....	35
2.4.6. Métodos de Interpolación .....	36
2.4.6.1. Kriging.....	36

2.4.6.2. Co-kriging.....	36
2.5. Calentamiento Eléctrico .....	37
2.5.1. Características del Cable MI (Material aislante, Figura 2.10):.....	39
2.5.2. Yacimientos Candidatos para esta Tecnología .....	40
2.5.3. Pozos Candidatos para esta tecnología .....	40
2.5.4. Ventajas .....	41
2.6. Métodos de Optimización .....	41
2.6.1. Diseño Experimental .....	42
2.6.2. Tipos de diseños experimentales <sup>[23]</sup> .....	44
2.7. Evaluación Económica.....	46
2.7.1. Valor Presente Neto (VPN) .....	47
2.7.2. Tiempo de pago .....	48
2.7.3. Tasa interna de retorno (TIR) .....	48
CAPITULO III. MARCO METODOLÓGICO .....	50
3.1. Hacer un modelo de yacimiento a partir de técnicas geoestadísticas y un esquema de pozo con calentadores de fondo simple mediante el uso de un simulador numérico de yacimiento .....	50
3.1.1. Información Recopilada.....	50
3.1.2. Modelo Geológico .....	50
3.1.3. Partes del Modelo Geológico.....	51
3.1.4. Propiedades del Fluido del modelo de yacimiento a estudio.....	59
3.1.5. Curvas de Permeabilidad Relativa.....	60
3.1.6. Otras propiedades del fluido consideradas para el modelo.....	62
3.1.7. Diseño de pozo con Cable Calentador.....	67
3.1.7.1. Trayectoria del pozo.....	68
3.2. Analizar las incertidumbres y mejoras de la distribución de potencias a partir del factor de recobro y el valor presente neto .....	71
3.3. Seleccionar el mejor diseño de calentadores de fondo basados en la distribución de potencias.....	76

3.4. Evaluar diferentes tiempos de precalentamiento en la configuración final del cable calentador .....	76
<b>CAPITULO IV. DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>78</b>
4.1. Hacer un modelo de yacimiento a partir de técnicas geoestadísticas y un esquema de pozo con calentadores de fondo simple mediante el uso de un simulador numérico de yacimiento .....	78
4.2. Analizar las incertidumbres y mejoras de la distribución de potencias a partir del factor de recobro y el valor presente neto .....	93
4.2.1. Potencia Variable Factor de Recobro (FR).....	94
4.2.1.1. Primer Paso: Validación del proxy para la función objetivo factor de recobro .....	94
4.2.1.2. Segundo Paso: Comparación de los casos generados a partir del diseño experimental seleccionado con los rangos de probabilidades P10 P50 y P90.....	95
4.2.1.3. Tercer Paso: Optimización .....	97
4.2.2. Potencia Variable Valor Presente Neto (VPN).....	99
4.2.2.1. Primer Paso: Validación del proxy para la función objetivo valor presente neto .....	99
4.2.2.2. Segundo Paso: Comparación de los casos generados a partir del diseño experimental seleccionado con los rangos de probabilidades P10 P50 y P90.....	100
4.2.2.3. Tercer Paso: Optimización .....	101
4.3. Seleccionar el mejor diseño de calentadores de fondo basados en la distribución de potencias.....	107
4.4. Evaluar diferentes tiempos de precalentamiento en la configuración final del cable calentador .....	113
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>120</b>
<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>121</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA CITADA .....</b>	<b>122</b>

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO ..... 127

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Faja Petrolifera del Orinoco .....	26
Figura 2.2 Bloques de la Faja Petrolífera Del Orinoco .....	27
Figura 2.3 Modelo de Facies generado mediante la simulación basada en Objetos ..	32
Figura 2.4. Distribución de Facies Sedimentarias – Canales.....	33
Figura 2.5. Modelo de facies en un ambiente fluvial poblado de propiedades generado a través de la distribución secuencial gaussiana .....	34
Figura 2.6. Comparación entre modelo determinísticos y estocástico.....	35
Figura 2.7. Método Kriging .....	36
Figura 2.8. Método Co-Kriging .....	37
Figura 2.9. Partes del Cable MI .....	38
Figura 2.10. Cable Potencia Variable .....	40
Figura 2.11. Diseño full factorial $2^3$ .....	45
Figura 2.12. Diseño Central Compuesto generado a partir de un Diseño Factorial...	46
Figura 3.1. Distribución de canales (corte en dirección “i”) .....	53
Figura 3.2. Curvas de Permeabilidad Relativa .....	62
Figura 3.3. Viscosidad en función de la temperatura para el petróleo muerto.....	66
Figura 3.4. Ventana de Función Objetivo .....	72
Figura 4.1. Modelo con distribución de Facies .....	78
Figura 4.2. Histograma de las Facies .....	79
Figura 4.3. Distribución de la Porosidad.....	80
Figura 4.4. Histograma de Porosidad.....	81
Figura 4.5. Distribución de Permeabilidad .....	81
Figura 4.6. Histograma de Permeabilidad.....	82
Figura 4.7. Distribución de la Capacidad Calorífica de las rocas.....	83
Figura 4.8. Distribución de Conductividad .....	83
Figura 4.9. Histograma de capacidad calorífica de las rocas.....	84

Figura 4.10. Histograma de Conductividad .....	84
Figura 4.11. PLT al final de la producción en Frio .....	86
Figura 4.12. Pozos completados con cable instalado .....	87
Figura 4.13. Pozo Completado con Calentador (Potencia Constante).....	88
Figura 4.14. Pozo con calentador a potencia variable .....	89
Figura 4.15. Petróleo producido vs tiempo de los casos bases .....	90
Figura 4.16. Factor de Recobro .....	91
Figura 4.17. Temperaturas alcanzadas con potencia variable .....	92
Figura 4.18. Temperaturas alcanzadas con Potencia constante .....	93
Figura 4.19. Validación del proxy para la función objetivo factor de recobro (FR)..	94
Figura 4.20. Hoja de cálculo para validación del proxy .....	95
Figura 4.21. Hoja de cálculo del entrenamiento.....	96
Figura 4.22. Comparación de los casos resultante con P10 P50 y P90.....	97
Figura 4.23. Validación del proxy para la función objetivo VPN .....	99
Figura 4.24. Hoja de cálculo para la validación del proxy .....	100
Figura 4.25. Comparación de los casos resultantes con P10 P50 y P90 .....	100
Figura 4.26. Hoja de cálculo para la evaluación del entrenamiento (training) .....	101
Figura 4.27. Gráfico de Pareto Variable (Al año de producción).....	103
Figura 4.28. Variación de la viscosidad con cambios de temperatura.....	104
Figura 4.29. Pwf vs P10 P50 P90 .....	104
Figura 4.30. Potencia Media vs P10 P50 y P90 .....	105
Figura 4.31. Potencia Caliente vs P10 P50 y P90 .....	106
Figura 4.32. Temperatura vs P10 P50 y P90.....	106
Figura 4.33. Hoja de cálculo para análisis de sensibilidades.....	107
Figura 4.34. Petróleo Acumulado vs Tiempo casos variable. ....	108
Figura 4.35. Factor de Recobro vs Tiempo Caso Variable .....	109
Figura 4.36. VPN vs Tiempo Casos Variable .....	110
Figura 4.37. Corte en Dirección “J” Distribución de la Temperatura alrededor del pozo.....	111

Figura 4.38. Corte en dirección “I” Alcance radial de la Temperatura Pozo Potencia Variable .....	112
Figura 4.39. Tasa vs Tiempo (2 Días de Pre calentamiento).....	114
Figura 4.40. Tasa vs Tiempo (5 Días de Pre calentamiento).....	115
Figura 4.41. Tasa vs Tiempo (10 Días de Pre calentamiento).....	116
Figura 4.42. Tasa vs Tiempo (30 Días de Pre calentamiento).....	117
Figura 4.43. Tasa Diaria vs Tiempo después de un periodo de pre- calentamiento..	118
Figura 4.44. Petróleo Acumulado vs Tiempo (con o sin cierre por pre calentamiento) .....	119



## LISTA DE TABLAS

Tabla N° 3.1. Características de las celdas en dirección “j” .....	51
Tabla N° 3.2. Características Generales de la malla .....	52
Tabla N° 3.3. Dimensiones de los canales .....	52
Tabla N° 3.4. Características de los granos .....	54
Tabla N° 3.5. Rangos de porosidad .....	54
Tabla N° 3.6. Valores de porosidad en función de la permeabilidad .....	55
Tabla N° 3.7. Condiciones Iniciales .....	56
Tabla N° 3.8. Propiedades térmicas de las rocas .....	57
Tabla N° 3.9. Datos iniciales PVT .....	59
Tabla N° 3.10. Puntos Extremos de las curvas de permeabilidad relativa .....	60
Tabla N° 3.11. Volatilidad de los componentes .....	63
Tabla N° 3.12. Pesos moleculares .....	63
Tabla N° 3.13. Densidades .....	64
Tabla N° 3.14. Constantes especificadas para obtener los valores $K$ .....	65
Tabla N° 3.15. Variación de la Viscosidad en función de los cambios de temperatura .....	65
Tabla N° 3.16. Parámetros de diseño del pozo en el modelo a estudio .....	69
Tabla N° 3.17. Potencias del cable calentador .....	69
Tabla N° 3.18. Tablas con las variables a optimizar por caso .....	73
Tabla N° 3.19. Rangos de cada una de las variables a optimizar .....	74
Tabla N° 4.1. Reporte resultante en función del factor de recobro .....	98
Tabla N° 4.2. Reporte resultante en función del valor presente neto .....	102
Tabla N° 4.3. Comparación Petróleo Acumulado Casos Variable .....	108
Tabla 4.4. Comparación Factor de Recobro Casos Variable .....	109
Tabla N° 4.5. Comparación de Petróleo Acumulados con y sin estimulación durante dos días de cierre .....	114

Tabla N°4.6. Comparación de los Petróleos Acumulados al final de un periodo de cinco días de cierre.....	115
Tabla N°4.7. Comparación de los Petróleos Acumulados al final de un periodo de diez días de cierre.....	116
Tabla N°4.8. Comparación de los Petróleos Acumulados al final de un periodo de treinta días de cierre .....	117

# CAPITULO I.

## INTRODUCCIÓN

### 1.1. Planteamiento del Problema

SCHLUMBERGER, es una empresa líder de servicios en el campo petrolero, caracterizada por su absoluta confianza en la entrega de resultados para mejorar el rendimiento de exploración y producción para las compañías petroleras y de gas a nivel mundial. En 1927, fue fundada por los hermanos Conrad y Marcel Schlumberger, quienes inventaron una herramienta de registro (wireline logging) como una técnica para obtener información de fondo en pozos de gas y de petróleo. En la actualidad esta compañía está dividida en una serie de segmentos, entre ellos está: SIS (Schlumberger Information Solutions), la cual es una unidad de operación de Schlumberger que provee software, gerencia de información, infraestructura de IT (Information Technology) y servicios. SIS, por ser un centro de tecnología y soporte, uno de sus objetivos es buscar las mejores herramientas de diseño que faciliten la producción del hidrocarburo en sitio, a partir de paquetes (software) que engloban un conjunto de aplicaciones.

Hoy en día es de gran interés el desarrollo de nuevas tecnologías y diseños de modelos de pozos que faciliten el recobro de los hidrocarburos contenidos en la Faja Petrolífera del Orinoco. El cual se caracteriza por su alta resistencia a fluir en el medio poroso. Es por ello, que en base a estudios previos de los diferentes procesos de recuperación térmica existentes, resultó de gran interés enfocarse en el uso de los cables calentadores de fondo, como un proceso de recobro.

En vista de la heterogeneidad que presentan los yacimientos venezolanos, la distribución de potencias de forma continua a lo largo de un pozo horizontal,

resultaría poco efectiva, porque existen zonas del estrato a producir que no son contenedoras de hidrocarburo, es decir que no requieren de la inducción de energía para generar calor, y así reducir la viscosidad del crudo.

Es por ello que se realizará un evaluó exhaustivo de las características típicas de un yacimiento real de la faja, con sus respectivas variaciones litológicas,

para luego buscar las mejores herramientas que permitan modelar con mayor similitud a este tipo de yacimiento. Esto se desarrollará bajo las premisas de la geoestadística aplicada al ámbito petrolero. Aunado a esto, se creará un modelo de pozo con el calentador de fondo simple, considerando que éste será tomado como referencia para nuestro estudio. Luego se estimará a partir del factor de recobro y el valor presente neto, la mejor distribución de potencias del cable calentador. Una vez optimizadas las potencias se obtendrá un diseño final de pozo con el calentador a potencia variable. Esto nos permitirá comparar los dos escenarios planteados y en base a la mejor configuración de potencias se hará la selección del mejor diseño del calentador de fondo. Finalmente se sensibilizará los tiempos de calentamiento en la configuración final del cable calentador.

Este estudio se llevará a cabo a partir de una serie de aplicaciones de los diferentes paquetes innovadores con los que cuenta Schlumberger para diseñar los diferentes escenarios del yacimiento con todos los parámetros a estudio.

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivo General**

Optimizar los Calentadores de Fondo con Potencia Variable en un Modelo Estocástico de Yacimiento utilizando Técnicas de Diseño Experimental.

### **1.2.2. Objetivos Específicos**

1. Hacer un modelo de yacimiento a partir de técnicas geoestadísticas y un esquema de pozo con calentadores de fondo simple mediante el uso de un simulador numérico de yacimiento.
2. Analizar las incertidumbres y mejoras de la distribución de potencias a partir del factor de recobro y el valor presente neto.
3. Seleccionar el mejor diseño de calentadores de fondo basados en la distribución de potencias.
4. Evaluar diferentes tiempos de precalentamiento en la configuración final del cable calentador.

## **CAPITULO II.**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1. Antecedentes**

▪ **Hernández**, a partir de su estudio, estimó las dimensiones de las facies sedimentarias pertenecientes al Bloque Huyapary del área de Hamaca de la Faja Petrolífera del Orinoco, partiendo de la estimación de la morfología y dimensión de los yacimientos pertenecientes a esta zona, con la finalidad de obtener la mejor distribución de las facies sedimentarias y a partir de esta información mejorar el desarrollo de la producción. En promedio las dimensiones de los canales pertenecientes al área de Hamaca están alrededor de los 2200 m de ancho para los canales y 3000 m de anchos para los abanicos de rotuna. <sup>[1]</sup>

▪ **Díaz y Guzmán**, durante su estudio evaluaron el comportamiento del calentamiento eléctrico como método de recuperación térmica aplicado a formaciones de Crudo Pesado y Extra Pesado pertenecientes a la Faja Petrolífera del Orinoco. Basados en la simulación numérica de yacimientos se diseñaron ocho escenarios a los cuales se les realizaron sensibilidades a través de un pozo horizontal de 2.000 pies de longitud donde fueron variados los rangos de gravedades del crudo (8.1, 10, 12 y 15 API) y espesor del yacimiento (300 y 80 pies). A cada uno de estos escenarios se le aplicaron dos tasas de calor diferentes (1,6e07 y 5e07 BTU/Día) a lo largo de la sección Horizontal que simulara el calentamiento eléctrico en fondo.

Este estudio permitió comprobar la factibilidad de esta técnica como método de recuperación mejorada para yacimientos característicos de la Faja, adicionalmente se consideró que el refinamiento del mallado en las zonas cercanas al pozo representa

una opción importante ya que permite determinar lo que estaría sucediendo cerca del pozo que es la zona donde ocurren los cambios más significativos. <sup>[2]</sup>

▪ **Díaz**, en su trabajo investigativo, evaluó el uso de los calentadores eléctricos a partir de la técnica de los cables de fondo en los yacimientos pertenecientes al campo Morichal en los pozos CIB-265 y CO-07, en donde la características más relevantes es la presencia de hidrocarburos con una gravedad API entre los 8 y 11 grados, y por otro lado las altas viscosidades que impiden la capacidad de producción por la baja afluencia de flujo.

En base a los resultados obtenidos se obtuvo un incremento de un 45 % en BND, producto del calentamiento, para secciones horizontales mayores a 4.000pies y apenas un 15 % para secciones horizontales menores a 2.100 pies. A su vez el incremento (entre 20-30 %) de la presión de fondo fluente y la presión de entrada de la bomba con la aplicación de calentamiento para una tasa fija. <sup>[3]</sup>

• **Rodríguez, Bashbush y Rincón** analizaron los efectos de los calentadores de fondo a partir de un modelo de simulación numérica desarrollado en la Faja Petrolífera del Orinoco en el área de Ayacucho. El estudio se dividió en tres partes: la primera consistió en la estimulación de los calentadores de fondo tanto para pozos horizontales como verticales, la segunda parte fue evaluar la aplicación temporal de los calentadores de fondo para un período de tiempo, con el fin de incrementar la producción y declinación de presión, seguido de un proceso SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage). La tercera parte fue evaluar un análisis económico usando un capital estimado en costos operacionales a partir de curvas de producción para cada caso.

De acuerdo al análisis económico el uso de los calentadores de fondo acelera la recuperación de pozos de petróleo pesado, a su vez el diseño de los calentadores de fondo resulto ser una alternativa viable al momento de elegir un método de recuperación mejorada para cualquier pozo vertical y horizontal de la Faja Petrolífera del Orinoco. A su vez se comprobó que al usar los calentadores de fondo como un preámbulo a los procesos SAGD, aporta ventajas tanto a nivel económico como operacional, y no afecta negativamente los procesos SAGD.<sup>[4]</sup>

▪ **Romero y Colaboradores** desarrollaron una metodología para evaluar los proyectos de petróleo pesado. Esta metodología fue dividida en dos partes: Una simulación de yacimiento térmico- composicional y la segunda etapa fue un análisis económico del proyecto, analizando los diferentes escenarios de producción. El objetivo de la simulación fue buscar la mejor combinación que maximice la producción del yacimiento estudiado, encontrando el número de pozos óptimos, trayectoria, y lo más importante la mejor inyección de calor dentro del pozo productor para reducir la viscosidad, y de esta forma facilitar la producción del hidrocarburo en sitio. Resultando ser la de mejor aporte la innovadora técnica que para ese entonces fue conocida con el nombre de calefacción eléctrica distribuida por medio de un cable con mineral aislante en un pozo.

Esta metodología mostró que inducir calor por un cable eléctrico es una técnica viable y una alternativa rentable. Incluso para los proyectos en alta mar donde las premisas a nivel económico son considerablemente mayores a los proyectos en tierra.<sup>[5]</sup>

▪ **Duran,** Mediante la investigación realizada por Duran, dirigida a los procesos de recuperación de petróleo por medio de ondas electromagnéticas de baja y alta frecuencia y a la recopilación de información referente al Campo Melones y al yacimiento S5,T MM-412, se logró obtener un criterio amplio para determinar cuál

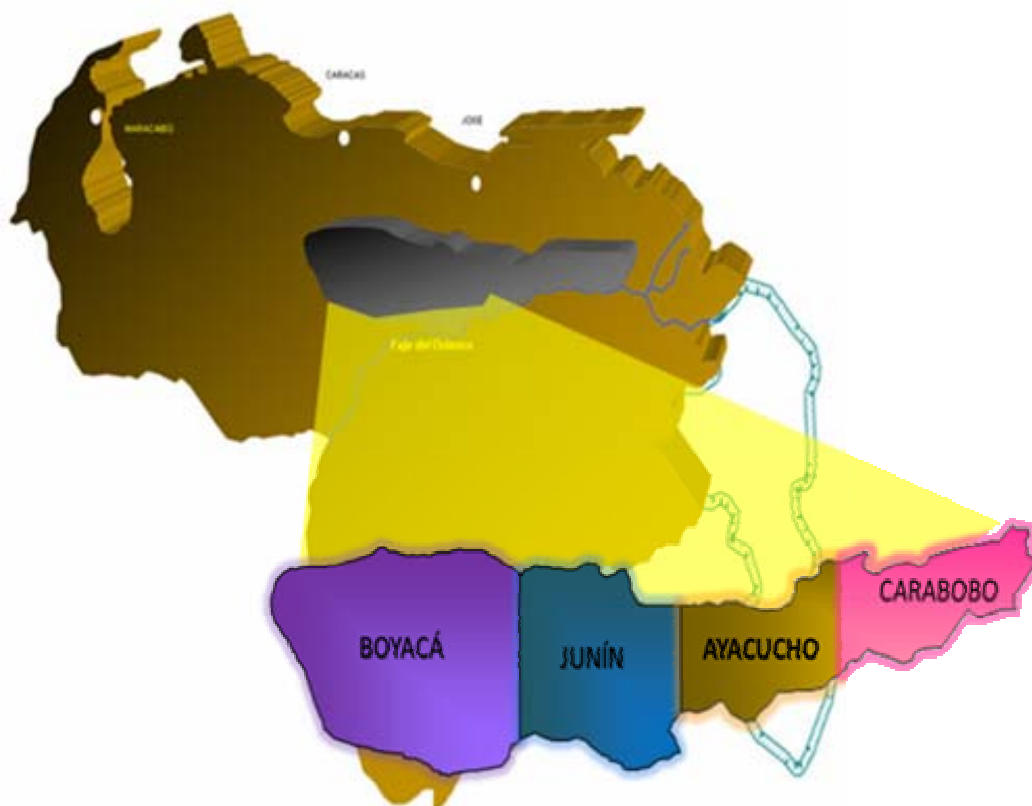


tecnología podría ser aplicable al yacimiento. Se plantearon tres posibles tecnologías a implementar: Calentamiento eléctrico inductivo (CEI), calentamiento eléctrico resistivo (CER), y por último el calentamiento electromagnético (CEM), tecnologías que consisten en hacer fluir electricidad al yacimiento en forma de ondas a una frecuencia baja en la modalidad inductiva y resistiva, y alta en la modalidad electromagnética, mediante la producción de petróleo simultánea a través de los pozos especialmente diseñados para tal fin.

En base a un estudio exhaustivo de las propiedades y condiciones en las que se encuentra la arena a estudio se llegó a la conclusión de que el método de calentamiento resistivo (CER) es la más factible. El calentamiento electromagnético no fue aplicable debido a que dicha tecnología se encontraba para ese entonces en estudio en los laboratorios de INTEVEP, y porque el yacimiento presentaba un acuífero asociado, por lo que se descarta su aplicación. Por la falta de antecedentes del calentamiento inductivo este también se descarta.<sup>[6]</sup>

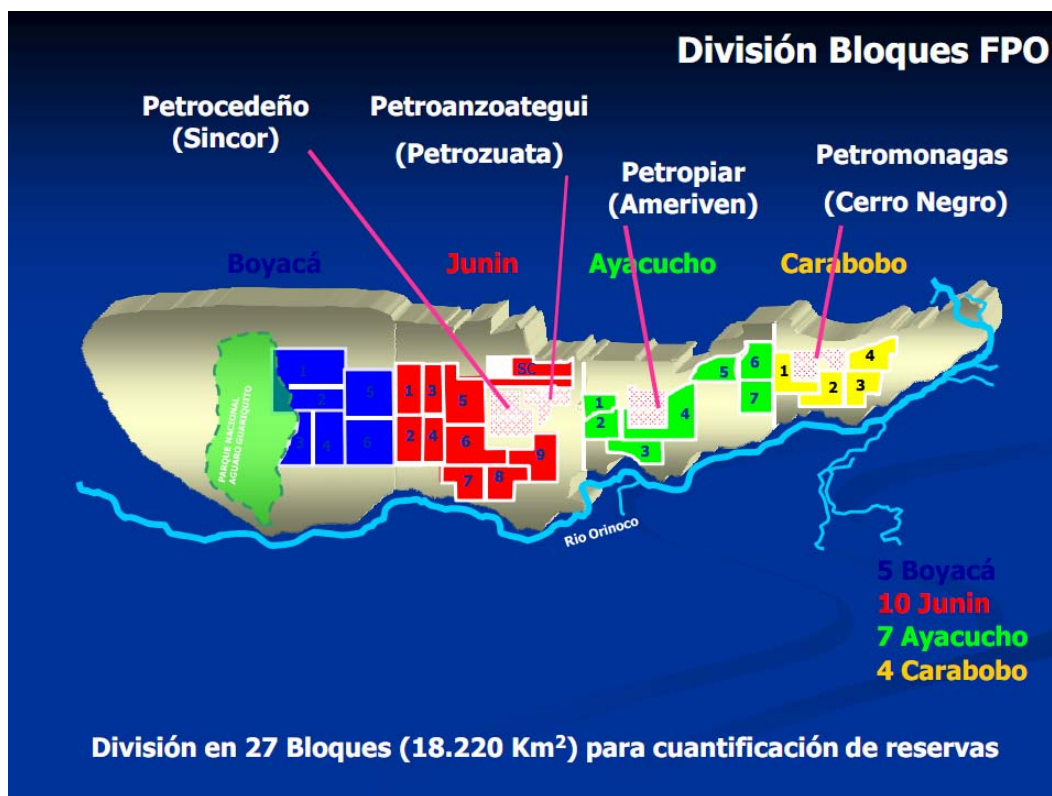
## **2.2. Faja Petrolífera del Orinoco**

Nuestra Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) es considerada como la acumulación de petróleo movable más importante en el mundo. Cuenta con una extensión de 55.314 Km<sup>2</sup>, lo cual representa un 6% del territorio nacional, con un área saturada de hidrocarburo de 13.600 Km<sup>2</sup>. Abarca los estados Anzoátegui, Monagas y Guárico. Se divide en cuatro grandes áreas de oeste a este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo (Figura 2.1), a su vez cada una de estas áreas se encuentran segmentadas en bloques (Figura 2.2).<sup>[7]</sup>



**Figura 2.1. Faja Petrolifera del Orinoco**

En la actualidad la FPO cuenta con cinco empresas mixtas, todas con mayoría accionaria de 60% por parte de PDVSA. Cuatro de ellas son producto de la Nacionalización en el 2.007: Petrocedeño (TOTAL y Statoil), Petropiar (Chevron), Petromonagas (BP), Petroanzoategui o Petrolera Sinovensa (CNPC/China National Petroleum Corporation) y Petromacareo (Petrovietnam), esta última producto del Proyecto Piloto Manga Reserva.



**Figura 2.2 Bloques de la Faja Petrolífera Del Orinoco**

Se calcula que posee 1.360 millones de barriles de Petróleo Original en Sitio (POES); sus reservas recuperables estimadas, basadas en un factor de recobro total de 20%, están en el orden de los 272 mil millones de barriles, de los cuales se tenían oficializados 37 millones de barriles para el 2005, quedando por oficializar 235 mil millones de barriles.

El petróleo de la Faja de acuerdo al Instituto Americano de Petróleo (API), se clasifica en petróleo pesado ( $^{\circ}\text{API } 10\text{-}23.3$ ) y extrapesado ( $^{\circ}\text{API } <10$ ), donde la propiedad más relevante durante su proceso de extracción es la viscosidad. Es por eso que en la actualidad se mantiene una evaluación exhaustiva de todos los procesos

térmicos y/o estimulaciones existentes que faciliten la producción del hidrocarburo, y que sean procesos económicamente rentables.

El futuro del negocio petrolero descansa en buena medida en la explotación y procesamiento de los crudos extrapesados, y Venezuela cuenta con muchas ventajas competitivas en este negocio. <sup>[7]</sup>

### **2.3. Simulación de Yacimientos**

Para la Ingeniería de Yacimientos Petroleros, la simulación numérica de yacimientos representa unas de las disciplinas de gran relevancia, puesto que con ella, es posible predecir el comportamiento de yacimientos bajo diferentes esquemas de explotación para incrementar la recuperación de hidrocarburos. Su importancia radica en su papel dentro de la administración de un yacimiento. <sup>[8]</sup>

Los modelos de la Simulación Numérica de Yacimientos son modelos matemáticos expresados en términos de ecuaciones, que deberán reproducir el comportamiento del sistema a diferentes condiciones, con el objetivo de evaluar el flujo multifásico de fluidos y sus cambios de fases a través de un yacimiento. Por ser un yacimiento un cuerpo de roca poroso, y permeable saturada de petróleo, gas y/o agua, las ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos en medios porosos son ecuaciones no lineales y requieren para su solución el uso de métodos numéricos. Un programa de cómputos, que resuelven de forma iterativa las ecuaciones para el flujo de fluidos es lo que se conoce con el nombre de Modelo Numérico o Simulador Numérico de Yacimientos.

El modelaje de yacimientos pasó de una caja con arena (el modelo empleado por Henry Darcy) a una representación del yacimiento formada por una serie de bloques interconectados en los cuales es posible determinar las características del

flujo mediante ecuaciones resueltas numéricamente. El flujo de fluidos se obtiene mediante la combinación de la Ley de Conservación de la Masa, Ecuaciones de Estado y la Ley de Darcy, del mismo modo que se toma en cuenta la heterogeneidad del yacimiento, ubicaciones de los pozos y condiciones operacionales.<sup>[9]</sup>

### 2.3.1. Etapas de una simulación numérica de yacimientos

- **Inicialización:** una vez que se ha introducido en el simulador la descripción estática y las propiedades de los fluidos del yacimiento, el simulador realiza los cálculos del petróleo original en sitio (POES).
- **Ajuste Histórico:** se introduce al simulador los datos de los pozos, condiciones de producción, así como los datos históricos de los pozos existentes, con el objetivo de realizar una comparación entre los datos de producción reales, y los datos que arroja el simulador a través de sus cálculos matemáticos.
- **Predicción:** una vez obtenido los resultados de las etapas anteriores, se inicia el estudio de las predicciones del comportamiento del yacimiento, en donde se realiza el análisis económico y la toma de decisiones.<sup>[10]</sup>

A partir de la simulación numérica de yacimientos se estiman:

- Presión en función del tiempo y del espacio.
- Saturaciones en función del tiempo y del espacio.
- Comportamiento de los pozos a lo largo del tiempo.

### 2.3.2. Limitaciones de la simulación numérica de yacimientos

- Produce soluciones aproximadas.
- Los resultados dependen de los datos de entrada.

- El ajuste de la historia no es garantía de la predicción precisa del futuro.
- Los datos históricos suelen tener datos de incertidumbre.
- Mayor costo y esfuerzo.<sup>[10]</sup>

## 2.4. Modelaje De Yacimientos a partir de Técnicas Geoestadísticas

### 2.4.1. Geoestadística

La Geoestadística es una rama reciente de la matemática que, a diferencia de la estadística convencional, sirve para cuantificar la incertidumbre y especificar la forma en que ésta varía en el espacio-tiempo. Uno de sus campos de aplicación es la caracterización de reservorios, que involucran un conjunto de métodos determinísticos y/o probabilísticos, cuyo objetivo es definir el modelo más probable de un reservorio, con sus formas de cuerpos, heterogeneidades petrofísicas, geometría estructural y caracterización paleoambiental.<sup>[11]</sup>

El modelaje estocástico de las propiedades de yacimiento se realiza en dos etapas: primero se simula la geometría de las facies y luego se simula la distribución espacial de las variables petrofísicas (porosidad y permeabilidad) para cada una de las facies. Este procedimiento permite caracterizar la continuidad y variabilidad espacial de las propiedades de la roca en el yacimiento, integrar información multidisciplinaria con diferentes resoluciones y cuantificar la incertidumbre en la descripción de los yacimientos.<sup>[12]</sup>

Existen cuatro razones principales para utilizar la simulación estocástica:

- **Capturar las Heterogeneidades:** Un buen modelo de heterogeneidades implica un mejor entendimiento de la conectividad entre las zonas permeables y las no

permeables. Dicho entendimiento se traduce en un mejor conocimiento de la eficiencia de barrido y la producción de fluidos. Aunque un modelo de heterogeneidades detallado no es requerido para efectuar cálculos volumétricos, si tienen gran impacto en las características de flujo del modelo.

- **Simular las facies:** La arquitectura del yacimiento consiste en capturar elementos como fallas, tope y base de la estructura; identificar las unidades geológicas, teniendo como punto de referencia los principios estratigráficos y definiendo la geometría interna de las capas, modelar espacialmente la distribución de las facies y finalmente construir el modelo estático para poblarlo con las litofacies, propiedades de las rocas y los fluidos.

- **Consistencia con los datos secundarios:** utilizar métodos estocásticos permite incorporar otro tipo de información que los métodos convencionales no pueden manejar.

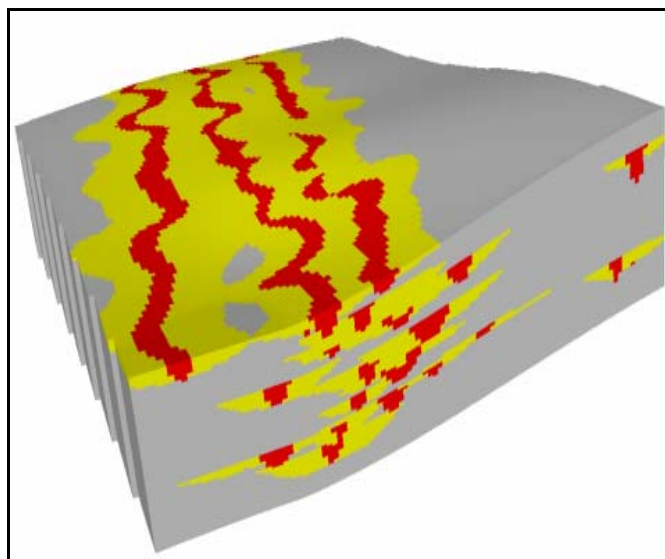
- **Evaluar la Incertidumbre:** El estudio de yacimientos siempre tiene incertidumbre asociada, el uso de este tipo de metodología permite producir modelos diferentes, pero que sean consistentes con los datos de entrada.<sup>[12]</sup>

#### 2.4.2. Simulación Basada en Objetos

Este tipo de simulación crea modelos de yacimientos basada en objetos, es decir, grupos de cuerpos, que tienen significado genético, y es muy usada para reproducir heterogeneidades a gran escala en yacimientos de petróleo, frecuentemente estos cuerpos no están distribuidos de manera uniforme en el dominio de estudio.<sup>[13]</sup>

El objetivo de esta técnica es reproducir la geometría de cuerpos de manera que estos coincidan con las interpretaciones geológicas. Cada cuerpo se considera como

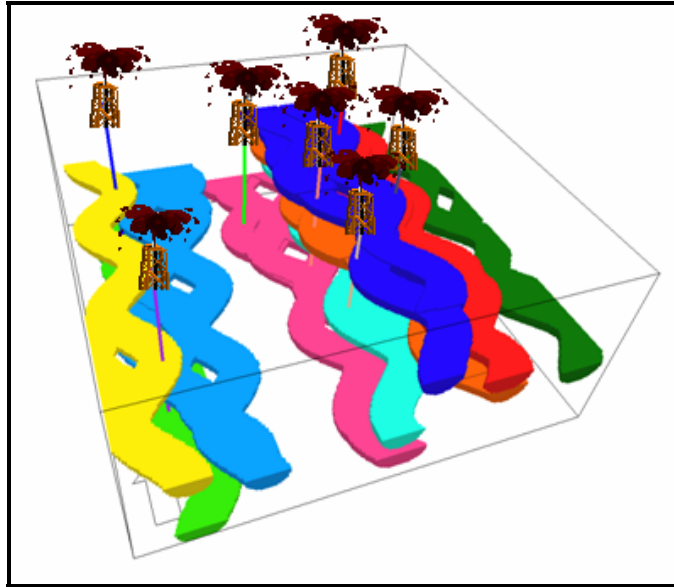
un objeto con una geometría dada y la mayoría se disponen en orden aleatorio para llenar las unidades geológicas. Para su empleo es necesario seleccionar una forma básica para cada facies depositacional que describa su geometría, especificar las proporciones de las formas en el modelo final y seleccionar una distribución para los parámetros que describen las formas (Figura 2.3). Algunos algoritmos tienen reglas que describen como los geocuerpos están depuestos de manera relativa unos con otros. Se debe llenar el fondo del modelo con alguna de las litofacies (como la lutita), se selecciona aleatoriamente un punto de partida en el modelo y una forma de litofacies para luego dibujarla con un tamaño, anisotropía y orientación adecuada.



**Figura 2.3 Modelo de Facies generado mediante la simulación basada en Objetos**

La simulación basada en objetos es una técnica de actual interés en la industria petrolera, debido a que la propuesta para modelar es particularmente satisfactoria para los geólogos, motivado a que los objetos creados están basados en las estadísticas de las relaciones de formas y facies que han sido medidas (Ver Figura 2.4).<sup>[14]</sup>



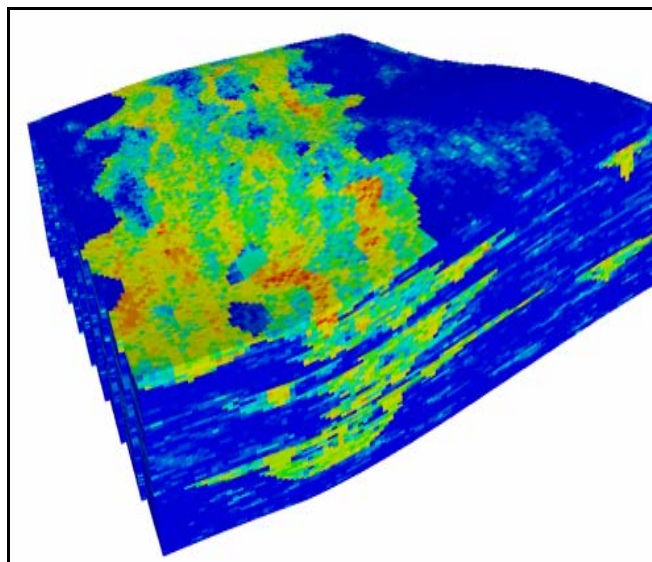


**Figura 2.4. Distribución de Facies Sedimentarias – Canales**

### 2.4.3. Simulación Secuencial Gaussiana

La Simulación Secuencial Gaussiana (Sequential Gaussian Simulation SGS) es un algoritmo estadístico ampliamente utilizado en Geoestadística para reproducir la distribución espacial y la incertidumbre de las variables de diferentes fuentes, cuando los datos presentan una distribución normal. <sup>[15]</sup>

El resultado de este tipo de simulación es una versión ruidosa de un proceso de estimación, el cual reproduce la estadística de los datos conocidos, dando un aspecto realístico del modelo (Figura 2.5), pero proporcionando un bajo comportamiento de predicción, sin embargo, si se diseñan múltiples secuencias de simulación, es posible dibujar mapas probabilísticos más confiables. <sup>[16]</sup>

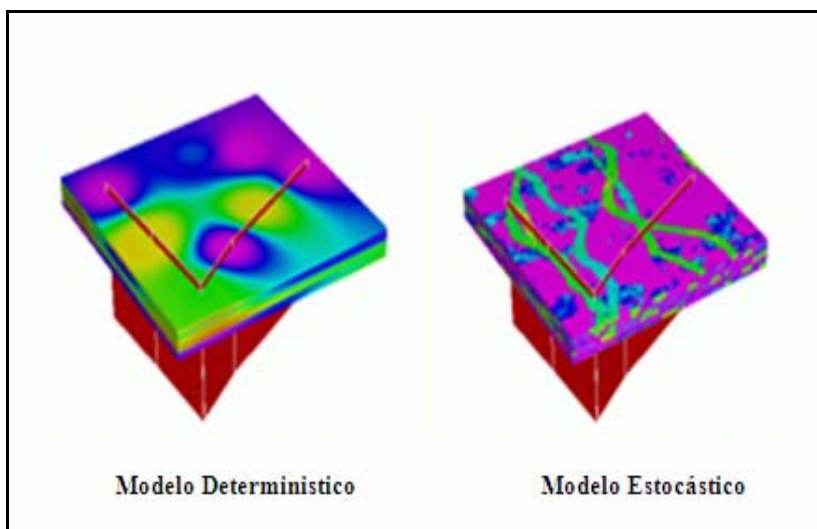


**Figura 2.5. Modelo de facies en un ambiente fluvial poblado de propiedades generado a través de la distribución secuencial gaussiana**

#### **2.4.4. Diferencias de los Métodos Geoestadísticos**

- Los determinísticos son capaces de generar una solución teóricamente exacta ya que estos no arrojarán ninguna incertidumbre. Estos métodos son utilizados en casos donde hay datos en abundancia y las heterogeneidades son pocas, lo cual no ocurre en yacimientos de hidrocarburos.
- Los estocásticos generan varios modelos x-probables con una incertidumbre asociada para posteriormente tomar un promedio de estos.

Para un mismo set de datos de entrada se generaron dos escenarios, cada uno representa un método geoestadísticos (Ver Figura 2.6).



**Figura 2.6. Comparación entre modelo determinísticos y estocástico**

La selección del método a usar dependerá del objetivo alcanzar, sin embargo el modelo estocástico es más representativo de la realidad ya que el delimita las zonas en base a los tipos de formas sedimentarias existentes en un yacimiento, permitiendo tener un control de las zonas prospectivas a perforar.

#### **2.4.5. Histogramas de Frecuencia**

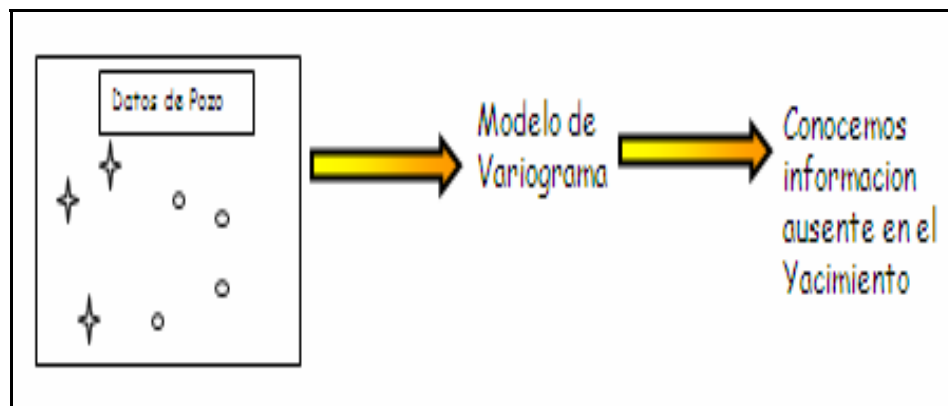
Es una representación gráfica de una variable en forma de barras, donde la superficie de cada barra es proporcional a la frecuencia de los valores representados. En el eje vertical se representan las frecuencias, y en el eje horizontal los valores de las variables. La frecuencia es considerada como una magnitud que mide el número de repeticiones por unidad de tiempo de cualquier fenómeno o suceso periódico. A la hora de evaluar si los datos de entrada son respetados durante el modelaje de un yacimiento, los histogramas de frecuencia son considerados como una de las principales herramientas durante los análisis de resultados.<sup>[16]</sup>

## 2.4.6. Métodos de Interpolación

- Kriging
- Co-Kriging

### 2.4.6.1. Kriging

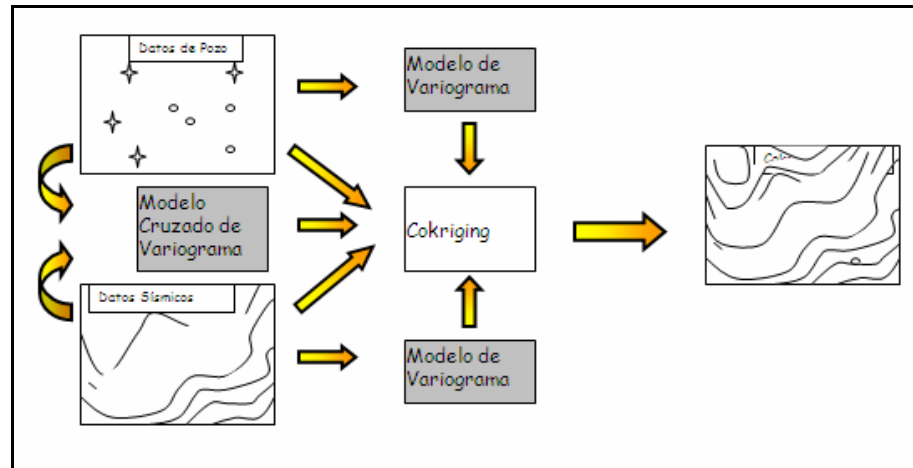
Es una técnica de estimación local que ofrece el mejor estimador lineal insesgado de una característica desconocida que se estudia (Ver figura 2.7). Este método tiene una solución única la cual ofrece el mejor estimado en las zonas del yacimiento donde no se tiene información.



**Figura 2.7. Método Kriging**

### 2.4.6.2. Co-kriging

Es un estimador multivariado, que permite integrar una variable dura, precisa, como los datos de pozos, con una variable blanda e imprecisa pero continua, como lo es la sísmica 3D (Ver figura 2.8).



**Figura 2.8. Método Co-Kriging**

## 2.5. Calentamiento Eléctrico

Se diferencia de los métodos de recuperación térmica asistidos con vapor, por el uso de un cable que actúa como medio conductor de energía eléctrica para generar calor en las cercanías del pozo, esto con la finalidad de reducir la resistencia del hidrocarburo a fluir y así facilitar la producción. Esta técnica de recuperación térmica es considerada cuando la inyección con vapor resulta económicamente no viable. <sup>[17]</sup>

Existen dos tipos de calentadores de fondo en uso por la industria petrolera: calentadores por inducción, generando calor de acuerdo a la ley de Maxwell para incrementar la temperatura en las cercanías del pozo, cuya instalación tiene la dificultad de operar un espiral por inducción. El segundo tipo utiliza las resistencias de los calentadores para generar calor en las adyacencias del pozo de acuerdo al efecto de Joule. Para esta instancia la transferencia de calor es por conducción y requiere de un tiempo para calentar el yacimiento. Este último será evaluado en este estudio.



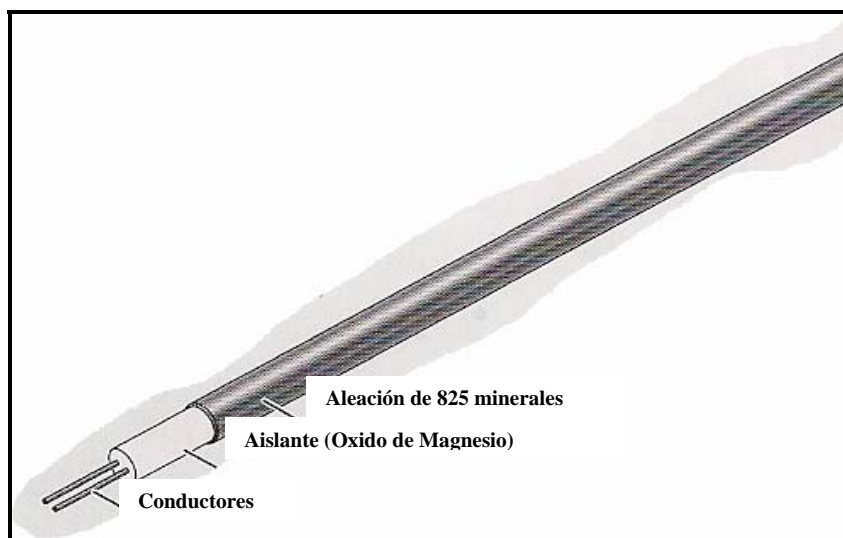
Además de reducir la viscosidad del crudo el calentamiento de fondo aporta beneficios como: aumentar la caída de presión y reducir la fricción de la tubería de producción encima de la bomba.

Entre las configuraciones diseñadas para el cable calentador se encuentra: calentamiento constante, en el cual se distribuye la misma densidad de energía en vatios/pies a lo largo de la longitud del pozo, y el segundo diseño es un calentamiento variable, donde la densidad de la energía suministrada a lo largo del pozo varía por sección del cable.

La configuración del cable calentador de fondo dependerá de las necesidades que tenga el cliente y de las condiciones a las cuales se encuentre el yacimiento a estudio. Factores como: caudales, propiedades de los fluidos, características de la formación, presión y frente de agua son algunas de las variables que afectarán el rendimiento del calentador. <sup>[19]</sup>

### **2.5.1. Características del Cable MI (Material aislante, Figura 2.10):**

- Permite mantener la temperatura hasta los 900°F (482°C).
- Provee hasta 656W/m.
- Es un cable de diferentes tamaños y niveles de potencia que proporcionan flexibilidad para su uso bajo condiciones de flujo y temperaturas de fondo. <sup>[20]</sup>



**Figura 2.10. Cable Potencia Variable**

### **2.5.2. Yacimientos Candidatos para esta Tecnología**

- Yacimientos de petróleo pesado donde la inyección de vapor no es aplicable.
- Yacimientos donde un modesto cambio de temperatura puede producir cambios significativos en la producción.
- Yacimientos de Calizas con petróleo pesado.
- Espesores de arena de 5 pies o mayores.
- Baja saturación de agua en sitio.
- Yacimientos de petróleo pesado inmóvil que necesite precalentado anterior a la aplicación de otro proceso de recobro.

### **2.5.3. Pozos Candidatos para esta tecnología**

- Petróleo con viscosidad mayor a 100 Cp.
- Pozos sin estimulación con producciones menores a 30 BPD.
- Pozos previamente completados sin instalaciones térmicas.



- Pozos horizontales de larga extensión.
- Pozos que no produzcan agua.

#### **2.5.4. Ventajas**

- Sistema sencillo de fácil aplicación.
- Comparativamente menos costoso que otros métodos de calentamiento (Inyección de Vapor, SAGD).
- Este método es relativamente insensible a los efectos de la heterogeneidad, los cuales causan problemas con otros métodos.
- No requiere cambios en completación.
- Es una tecnología no contaminante.
- La generación de calor es continua y controlable en superficie.

Estudios muestran que el calentamiento de petróleo pesado (8-20°API), reduce considerablemente la viscosidad, mejorando el flujo a lo largo de los procesos de producción. Esta tecnología es aplicada tanto para pozos verticales como para pozos horizontales. <sup>[20]</sup>

#### **2.6. Métodos de Optimización**

En un proceso que depende de numerosos factores, el término optimizar hace referencia a la búsqueda del valor exacto que debe tener cada una de esas variables para conseguir la mejor respuesta del proceso. Este proceso se lleva a cabo a partir de un conjunto de algoritmos que permiten establecer un conjunto de operaciones con el objetivo de hallar la solución de un problema. Estos algoritmos están divididos en dos grandes categorías: <sup>[22]</sup>

- **Algoritmos Deterministas:** para ellos existen únicamente una forma de proceder de modo que dado un valor inicial constante, un algoritmo determinista siempre responderá de la misma manera. Ejemplo de ellos son las operaciones matemáticas donde siempre se obtiene el mismo resultado cuando se introduce el mismo valor de entrada.

La principal limitante de este tipo de algoritmo es que es difícil conseguir una secuencia de pasos que generen una respuesta deseada, ya que se puede llevar un tiempo considerable. Para este tipo de situaciones los algoritmos probabilísticos son de gran importancia.

- **Algoritmos Probabilísticos:** también llamados estocásticos, son aquellos cuyos resultados están basados en la toma de algunas decisiones al azar de modo que, en promedio, es posible obtener una buena solución al problema. Este se diferencia de los algoritmos deterministas en que los probabilísticos pueden ofrecer distintos resultados a partir de los mismos datos de entrada.<sup>[22]</sup>

Estos resultados no son siempre los correctos, por lo general se obtienen valores máximos y mínimos locales, estos pueden llegar hacer una solución cercana a la real. Cuando el factor tiempo es una limitante es mejor conformarse con esta respuesta.

### **2.6.1. Diseño Experimental**

Es un grupo de pruebas (simulaciones, realizaciones de volúmenes, etc.) que son planificadas de forma metódica y organizada con el propósito de maximizar la cantidad de información de un proceso. Los diseños experimentales son útiles en aquellos procesos que dependen de muchas variables. En estos casos los diseños experimentales pueden hacerse por dos motivos principales: determinar las variables

de mayor impacto (también llamado “screening” o selección) o la generación de una superficie de respuesta (“proxy” o poder).<sup>[23]</sup>

En un experimento cuando se decide cambiar una o más variables de un proceso el objetivo es observar el efecto de esos cambios en una o más respuestas. El uso más común de un diseño experimental es la planificación de un experimento para reunir datos para tomar una decisión entre dos o más alternativas.

Pasos para obtener buenos resultados de un diseño experimental:

1. Establecer los objetivos.
2. Seleccionar las variables del proceso.
3. Seleccionar el diseño experimental.
4. Ejecutar el diseño.
5. Comprobar que los datos son consistentes con los datos experimentales supuestos.
6. Analizar e interpretar los resultados.

La selección de un diseño experimental dependerá de los objetivos del experimento y del número de factores que deben investigarse. Los tipos de diseños de acuerdo con el objetivo experimental son:

• **Objetivo comparativo:** cuando se tiene uno o más factores en investigación, pero el objetivo principal es hacer una conclusión acerca de un factor importante (en presencia de y/o a pesar de la existencia de otros factores), y la pregunta de interés es que si ese factor es significativo (es decir, si existe o no un cambio significativo en la respuesta para los diferentes niveles de ese factor), entonces se está en presencia de un problema comparativo y que necesita una solución de un diseño comparativo.

• **Objetivo de selección:** el objetivo principal del experimento es seleccionar o descartar los pocos efectos principales de los muchos menos importantes. Estos diseños de selección son también denominados diseños de efectos principales.

• **Objetivo de Superficie de respuesta (método):** el experimento es diseñado para permitirnos estimar la interacción y efectos cuadráticos, además de darnos la forma de la superficie de respuesta que estamos investigando. Este diseño es usado para: encontrar la configuración óptima del proceso, solucionar los problemas o puntos débiles del proceso y para hacer un producto o un proceso más robusto.

### 2.6.2. Tipos de diseños experimentales <sup>[23]</sup>

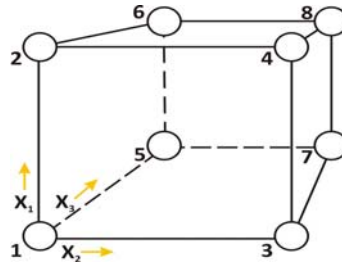
Entre los diferentes diseños experimentales se encuentran:

- **Diseño full factorial:** es aquel experimento en donde todas las combinaciones de todos los factores son probadas. El número de corridas o combinaciones es función de los factores y los niveles, y está dada por la siguiente expresión:

$$\#corridas = \#niveles^{\#factores} \quad (\text{Ec. 1})$$

Por ejemplo si se desean analizar tres parámetros (factores) y cada uno de ellos varía en dos valores (niveles) diferentes existirán ocho posibles combinaciones para cada uno de ellos.

Por lo general el diseño experimental es representado gráficamente por un cubo en donde cada dimensión representa un factor o variable del diseño (Ver Figura 2.11).



**Figura 2.11. Diseño full factorial  $2^3$**

Cada círculo representa una combinación diferente entre los tres factores.

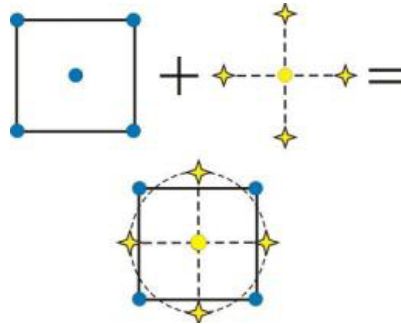
Un diseño full factorial de dos niveles es usado para seleccionar metodologías en las cuales existe la necesidad de determinar los parámetros más importantes en un proceso. El diseño full factorial de dos niveles es importante porque ellos son capaces de analizar las posibles interacciones entre factores. Sus dos niveles son usados para representar estados de “altos” y “bajos” o “encendido” o “apagado”.

- **Diseño Plackett-Burman:** es un diseño de dos niveles que no requiere de muchas corridas o combinaciones ya que este a diferencia del full factorial solo analizan los efectos de los parámetros principales y no las interacciones entre ellos. Considerando los aspectos antes mencionados este diseño es considerado rápido o sencillo.

-

- **Diseño Central Compuesto:** también conocido por el nombre de Diseño central compuesto de Box Wilson, es un diseño capaz de ajustar un modelo cuadrático completo. Este diseño posee un diseño factorial representado por puntos centrales y una serie de puntos axiales o puntos estrellas. Si la distancia del centro del diseño a los puntos factoriales es  $\pm 1$ , entonces la distancia desde el centro del diseño a los puntos estrellas es  $\pm \alpha$ , con  $\alpha > 1$  (Ver Figura 2.12). Donde  $\alpha$  es la distancia

axial y depende del número de factores y de otras propiedades que se desean incluir en el diseño.



**Figura 2.12. Diseño Central Compuesto generado a partir de un Diseño Factorial**

- **Diseño factorial fraccionada:** cuando son muchos los parámetros a considerar en un diseño full factorial el número de corridas se hace cada vez mayor, ante estas situaciones es necesario conocer cuáles son los aspectos de poca relevancia que se puedan obviar para agilizar el proceso. Es por ello que se considera solo una fracción de esas pruebas tomando en cuenta las iteraciones de gran impacto en la respuesta final.

Un diseño experimental es una herramienta de gran impacto en cualquier estudio donde intervienen más de dos variables, ya que a partir de este se obtiene una gran cantidad de información de un proceso tales como efectos principales e iteraciones.

## 2.7. Evaluación Económica

La toma de decisión relacionada con la ejecución de un proyecto, perforación o reparación de un pozo, está sujeta a las expectativas de rentabilidad que se esperan del mismo; la herramienta utilizada para determinar dicho indicador es la evaluación

económica, mediante la cual se introduce la información financiera relacionada con inversiones, costos, impuestos, regalías, tasas de descuentos, vida útil del pozo, entre otros, para en conjunto obtener el balance requerido para comparar opciones, alternativas y casos que permiten tomar la decisión final.

Además de los indicadores antes señalados, existen otros como el valor presente, tiempo de pago, etc., que permiten reforzar la comparación haciendo más solvente, objetiva y confiable la toma de decisión. En algunos casos la evaluación económica no es suficiente por sí sola para decidir; este es el caso de proyectos que son de utilidad pública o necesidad operacional, en los que la decisión debe obedecer a otro tipo de objetivo o directriz diferente al beneficio económico. <sup>[24]</sup>

El grado de rentabilidad de un proyecto, depende tanto de los desembolsos necesarios como la producción y comportamiento esperado y del valor del crudo. Esto es muy variable de un área o yacimiento a otro y depende también, de la etapa de agotamiento de la acumulación.

### 2.7.1. Valor Presente Neto (VPN)

Es una medida del beneficio que rinde un proyecto de inversión a través de toda su vida útil; se define como el valor presente de su flujo de ingresos futuros menos el valor presente de su flujo de costos. Es un monto de dinero equivalente la suma de los flujos de ingresos netos que generará el proyecto en el futuro. La fórmula que permite estimar el VPN es la siguiente:

$$VPN = \sum_{t=1}^n 1 \left[ \frac{FNE}{(1+k)^t} \right] - I_0 \quad (\text{Ec. } 2)$$

Dónde:

FNE= Flujo Neto Efectivo en cada periodo de tiempo.

Io= Inversión Inicial.

n= Número de periodos considerados.

k= Tasa de descuento.

El método del valor presente neto proporciona un criterio de decisión preciso y sencillo: se deben realizar sólo aquellos proyectos de inversión que actualizados a la tasa de descuento relevante, tengan un valor presente neto igual o superior a cero.

### **2.7.2. Tiempo de pago**

El flujo de caja acumulado y no descontado permite calcular el tiempo en el cual se paga un proyecto; es decir el momento en que el flujo de caja acumulado pasa de negativo a positivo, y en que teóricamente el proyecto se ha pagado. Esto no es válido para proyectos en donde existan inversiones continuas durante los periodos posteriores al tiempo de pago; sin embargo, si el flujo de caja acumulado se mantiene positivo, podemos utilizar al tiempo de pago como un buen indicador. <sup>[24]</sup>

### **2.7.3. Tasa interna de retorno (TIR)**

Tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad de una inversión, está definida como la tasa de interés con la cual el valor presente neto (VPN) es igual a cero. El VPN calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad. <sup>[24]</sup>

Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el costo



de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el costo de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto, expresada por la TIR, supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario se rechaza.

## **CAPITULO III.**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1. Hacer un modelo de yacimiento a partir de técnicas geoestadísticas y un esquema de pozo con calentadores de fondo simple mediante el uso de un simulador numérico de yacimiento**

##### **3.1.1. Información Recopilada**

Una vez obtenida toda la información necesaria para el desarrollo de este trabajo investigativo se procedió a construir el modelo de yacimiento con características pertenecientes a los yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco. La búsqueda inició con la estimación de las propiedades de las rocas y los fluidos, por ser estos los parámetros de gran relevancia a la hora de que el simulador reproduzca lo que ocurre en la realidad. Toda esta información fue recopilada de trabajos de grados, artículos de SPE, libros, entre otros.

##### **3.1.2. Modelo Geológico**

Cuando una empresa decide llevar adelante una tarea de perforación necesita conocer que chances va a tener de encontrar crudo y eso implica minimizar las incertezas que se desprenden de la falta de homogeneidad de los cuerpos. De esta forma, las posibilidades de hallar el recurso buscado aumentan o disminuyen según cuales sean las condiciones de porosidad y permeabilidad, entre otros factores. Ahí es donde entra la geoestadística, por ser una herramienta que permite estimar en un punto que valor aproximado se va a tener de una determinada propiedad.

La construcción de este modelo de simulación se inició con el desarrollo del modelo estático del yacimiento en estudio, este es el encargado de representar las

propiedades del medio poroso del yacimiento. La construcción del modelo estático está basada en métodos geoestadísticos que integran datos cualitativos (geológicos) y cuantitativos (geofísicos y de laboratorio) con la finalidad de generar una matriz en la cual se representen los valores de cada propiedad del yacimiento en cada celda.

Una celda va a representar un valor de una o varias propiedades. El yacimiento está dividido en muchas celdas que pueden ser de diferentes formas y tamaños y que en conjunto serán la base fundamental para el planteamiento coherente de las ecuaciones de flujo en el medio poroso.

### 3.1.3. Partes del Modelo Geológico

- **Mallado**

Las dimensiones de la malla (Tabla N° 3.2) del modelo realizado dependieron de las distancias necesarias para visualizar el calentamiento alrededor del pozo. Es por ello que para efecto de la disipación de temperatura entre el pozo y formación el tamaño de las celdas en dirección “j”, fue más discretizado en comparación con el resto de las celdas (Tabla N° 3.1.).

**Tabla N° 3.1. Características de las celdas en dirección “j”**

Tamaño de Celdas	Número de Celdas
20	20
18	1
12	1
8	1
6	3
4	5
2	10

8	1
2	10
4	5
6	3
8	1
12	1
18	1
20	20

**Tabla N° 3.2. Características Generales de la malla**

<b>Número de celdas en X</b>	40
<b>Número de celdas en Y</b>	83
<b>Número de celdas en Z</b>	20
<b>Total de Celdas</b>	66400
<b>Longitud en X (pies)</b>	8000
<b>Longitud en Y (pies)</b>	1000
<b>Longitud en Z (pies)</b>	80

- **Distribución y poblamiento de Facies sedimentarias**

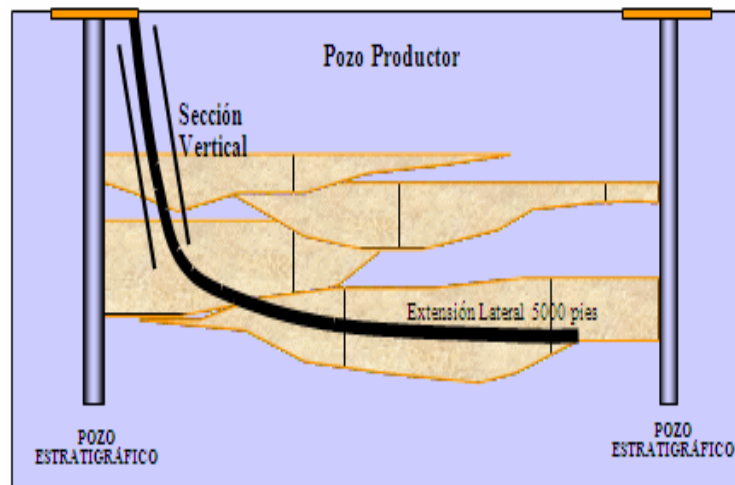
Una vez construida la malla del modelo, se procedió a realizar la distribución de facies sedimentarias pertenecientes a un ambiente fluvial característico de la Faja Petrolífera del Orinoco. Este ambiente se hizo bajo las premisas de la simulación basada en objetos y la simulación secuencial gaussiana, para ello, fue necesario utilizar el módulo del software Petrel conocido como Facies Modeling (Modelaje de Facies). Los datos necesarios para la distribución de Facies fueron los siguientes: <sup>[1]</sup>

**Tabla N° 3.3. Dimensiones de los canales**

<b>Orientación del Canal</b>	180°
------------------------------	------

<b>Espesor del Canal</b>	20 - 25 pies
<b>Ancho del Canal</b>	5000 – 7000 pies
<b>Espesor del dique</b>	0.15 %
<b>Ancho del dique</b>	1-1.15 %
<b>Volumen de arcilla</b>	< 20 %

Considerando los valores antes establecidos (Tabla N°3.3) la distribución de canales (Figura 3.1) presentes en el modelo son visualizados siguiendo el siguiente esquema:



**Figura 3.1. Distribución de canales (corte en dirección “I”)**

- **Granulometría**

La base del relleno del canal está recubierta por depósitos de lutita arcillosa, mal encogimiento, grano fino a grueso (Tabla N°3.4). Hacia el tope del relleno de canal la arena se afina y presenta buenas características tales como: buen escogimiento, grano medio a fino y pueden estar impregnadas de crudo. La granulometría y rangos de porosidad y permeabilidad de estos cuerpos sedimentarios fueron los siguientes:

**Tabla N° 3.4. Características de los granos**

<b>Cuerpos Sedimentarios</b>	<b>Tipo de Granos</b>
<b>Canal (Arenisca)</b>	Granos Gruesos
<b>Dique (Arena Fina)</b>	Granos Finos
<b>Fondo del Canal (Lutita)</b>	Granos Finos a Gruesos – Mal escogimiento

Una vez contemplado la forma de los canales y diques, se procedió a distribuir las propiedades de las rocas para cada cuerpo sedimentario a partir de la simulación secuencial gaussiana. Para ello fue necesaria la aplicación Petrophysical Modeling (Modelaje Petrofísico) del software Petrel.

- **Porosidad**

Los valores promedios de porosidad para cada una de las arenas fueron los siguientes:

**Tabla N° 3.5. Rangos de porosidad**

	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>	<b>Media</b>	<b>Desviación Estándar</b>
<b>Canal (Arenisca)</b>	0.2	0.3	0.25	0.05
<b>Dique (Arena Fina)</b>	0.1	0.2	0.15	0.05
<b>Fondo de Canal (Lutita)</b>	0.2	0.3	0.25	0.05

De acuerdo a esta distribución (Tabla N°3.5) los mayores valores de porosidad se localizaron hacia el centro del yacimiento, que es donde se localizan la zona de canal, y la zona de lutita.

- **Permeabilidad**

Los valores de permeabilidad para el canal y el dique fueron distribuidos a partir de una función de regresión de permeabilidad en función de la porosidad, la cual fue tomada de muestras de laboratorios <sup>[25]</sup>. Los valores utilizados para la obtención de esta ecuación de ajuste fue la siguiente:

**Tabla N° 3.6. Valores de porosidad en función de la permeabilidad**

$\phi(\%)$	$\kappa(\text{mD})$
0.13	469.859
0.19	1363.76
0.23	3167.28
0.26	5321
0.29	7137
0.32	10077
0.34	12737
0.35	14600

Ecuación de Regresión obtenida a partir de la tabla anterior:

$$K = 76.356 e^{(15.384*\phi)} \quad (\text{Ec. 3})$$

Para el caso de la lutita los valores de permeabilidad fueron establecidos para un rango comprendido entre 0.0001 - 0.1 mD. Esto se debe a que la lutita es muy porosa pero no permeable.

- **Condiciones Iniciales** <sup>[26]</sup>

La temperatura inicial del fluido (Tabla N°3.7) de acuerdo a los resultados de laboratorio es de 137°F y la presión establecida a esta temperatura fue de 1135psia. La profundidad de referencia (Datum) fue estimada a partir de las siguientes correlaciones de la TOTAL.

$$T_i = (0.0167 * \text{Datum} + 95.668) \quad \text{(Ec. 4)}$$

**Dónde:**

T<sub>i</sub>: Temperatura Inicial

Datum: Nivel de Referencia (pies)

$$P_i = (\text{Datum} * 0.43) + 71.117 \quad \text{(Ec. 5)}$$

**Dónde:**

P<sub>i</sub>: Presión Inicial

Datum: Nivel de Referencia (pies)

**Tabla N°3.7. Condiciones Iniciales**

<b>Temperatura (°F)</b>	137
<b>Presión Inicial (psia)</b>	1135
<b>Datum (pies)</b>	-2474



- **Propiedades Térmicas de las rocas del yacimiento** <sup>[21]</sup>

Considerando que el parámetro relevante para este estudio es el efecto de la temperatura sobre el fluido viscoso a través de la disipación de calor por el cable calentador, fue necesario discretizar las propiedades térmicas de las rocas (Tabla N° 3.8), tales como: conductividad térmica y la estimación de la capacidad calorífica de la roca a partir de la densidad de las rocas. Los datos necesarios para la estimación de la capacidad calorífica de la roca dependiendo del tipo de roca fueron los siguientes:

**Tabla N° 3.8. Propiedades térmicas de las rocas**

<b>Tipo de Roca</b>	<b>Densidad (lb/pie<sup>3</sup>)</b>	<b>Calor Especifico (BTU/lb-F)</b>	<b>Conductividad Térmica (BTU/h-pie-F)</b>
<b>Arenisca</b>	130	0.183	0.507
<b>Arena Fina</b>	102	0.183	0.362
<b>Lutita</b>	145	0.192	0.603

**Otros Datos:**

°API= 12

C<sub>w</sub>= 1

C<sub>g</sub>= 0.5

Dónde:

C<sub>w</sub> y C<sub>g</sub>: Calor específico del agua y el gas (BTU/ lb-F)

Estimación del Calor específico del Petróleo, a partir de la ecuación de Gambill:

**Cálculos previos:****- Gravedad Específica**

$$\gamma = 141.5 / (131.5 + \text{°API}) \quad (\text{Ec. 6})$$

**- Densidad del Petróleo**

$$\rho_o = \rho_w * \gamma_o \quad (\text{Ec. 7})$$

**- Calor Específico del Petróleo:**

$$C_o = 0.388 + 0.00045 * (T) / (\gamma)^{1/2} \quad (\text{Ec. 8})$$

**Dónde:**

T = Temperatura a Condiciones de Yacimiento

Ecuación considerada para la estimación de la capacidad calorífica de rocas saturadas con petróleo, agua y gas:

$$M = (1 - \phi) * \rho_r * C_r + \phi (S_o * \rho_o * C_o + S_w * \rho_w * C_w + S_g * \rho_g * C_g) \quad (\text{Ec. 9})$$

**Dónde:**

$\rho$ : Densidad (lb/pie<sup>3</sup>)

S: Saturación (%)

C: Calor específico (BTU/Lb-F)

M: Capacidad Calorífica de la roca (BTU/ pie<sup>3</sup>-F)

A partir de la evaluación petrofísica, se pudo visualizar las mejores propiedades del ambiente sedimentario generado y preferencia de flujo. Estas propiedades fueron

establecidas en el archivo .DATA, sección GRID, del caso a estudio que fue evaluado en el simulador Eclipse 300 (Opción Térmica).

- **Compresibilidad de las rocas**

El valor de compresibilidad de las rocas establecido para el modelo a estudio fue de  $3.56e-005 \text{ lpc}^{-1}$  establecido a la presión de referencia igual a la presión de yacimiento.

### 3.1.4. Propiedades del Fluido del modelo de yacimiento a estudio

Las propiedades del fluido (PVT) consideradas para este proyecto fueron obtenidas de estudios <sup>[27] [28] [29]</sup> realizados para la Faja Petrolífera del Orinoco (Tabla A.C.1.1, Apéndice C) los cuales fueron desarrollados a partir del simulador E300 (Opción Térmica), debido a que una de las limitantes del simulador es que la sección de PROPS (donde van establecidos las propiedades PVT) son reproducidos de un preprocesador conocido como PVTi, este se encarga de hacer un agrupamiento de los componentes de los fluidos con su respectivo ajuste de la ecuación de estado. Las condiciones iniciales del fluido son los siguientes:

**Tabla N° 3.9. Datos iniciales PVT**

<b>Temperatura inicial del yacimiento</b>	137	°F
<b>Presión inicial del yacimiento</b>	1135	psia
<b>Relación gas petróleo inicial</b>	85	PCN/BN
<b>Gravedad del petróleo (tanque)</b>	12	°API
<b>Presión de Burbuja</b>	1135	psia

### 3.1.5. Curvas de Permeabilidad Relativa

Para la generación de las curvas de permeabilidad relativa utilizadas en el modelo a estudio en primera instancia fue necesario establecer los puntos extremos de las mismas y correlaciones tomados de artículos técnicos <sup>[13]</sup> <sup>[30]</sup>. Entre ellos se encuentran: saturación de agua connata (Swc), saturación de gas crítica (Sgc), saturación de petróleo residual (Sorw), permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de agua connata (Kro(Swc)) y permeabilidad relativa al agua a la saturación residual del petróleo (Krw(Sorw)). Los valores establecidos fueron los siguientes:

**Tabla N°3.10. Puntos Extremos de las curvas de permeabilidad relativa**

Parámetro	Magnitud
Swc	0.12
Sgc	0.1
Sorg	0.12
Sorw	0.2
Kro (Swc)	1
Krw (Sorw)	0.32

A partir de la correlación de Corey Coals se estimaron las curvas de permeabilidad relativa para un sistema agua-petróleo, el cual está regido por las siguientes ecuaciones:

Sistema agua-petróleo:

$$K_{ro} = K_{ro}(S_{wc}) * \left( \frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right)^{n_o}$$

(Ec. 10)

$$K_{rw} = K_{rw}(S_{or}) * \left( \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right)^{n_w}$$

(Ec. 11)

Sistema gas-petróleo:

$$K_{ro} = K_{ro}(S_{gc}) * \left( \frac{1 - S_g - S_{lc}}{1 - S_{wc} - S_{org}} \right)^{n_{go}}$$

(Ec. 12)

$$K_{rg} = K_{rg}(S_{lc}) * \left( \frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{gc} - S_{wc}} \right)^{n_g}$$

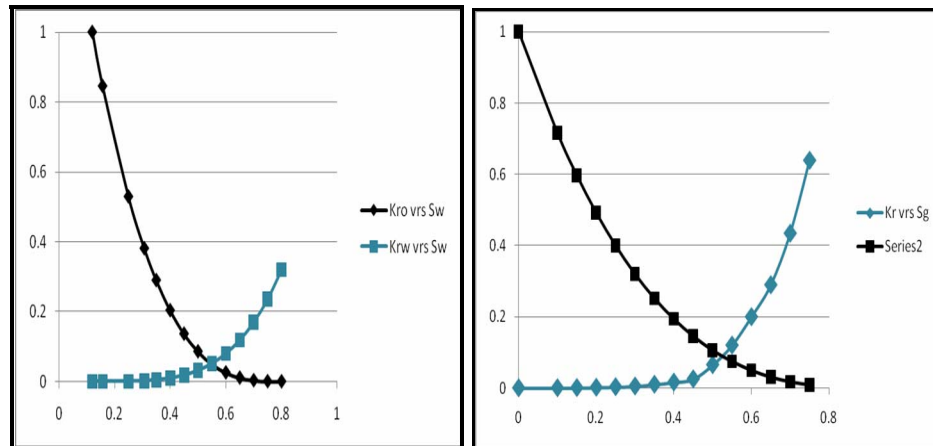
(Ec. 13)

Donde la saturación de líquido irreducible ( $S_{lc}$ ) viene dado por la siguiente ecuación:

$$S_{lc} = S_{wc} + S_{org}$$

(Ec. 14)

Los exponentes de Corey ( $n_o, n_w, n_{go}$  y  $n_g$ ) establecidos fueron 3 y 4 respectivamente, los cuales son valores establecidos tomando en cuenta las propiedades de las rocas y argumentados en citas bibliográficas <sup>[13]</sup> <sup>[30]</sup>. En la siguiente figura (Figura 3.2) se muestran las curvas de permeabilidad relativa para un sistema agua-petróleo y gas-petróleo.



**Figura 3.2. Curvas de Permeabilidad Relativa**

### 3.1.6. Otras propiedades del fluido consideradas para el modelo

La fase de petróleo fue establecida para un modelo de petróleo vivo (lives oil), donde para el petróleo (o) se necesitaron dos componentes: uno volátil y uno no volátil. La fase de agua contiene el componente agua (w) y el gas (g) contiene agua en forma de vapor. Bajo diferentes condiciones de presión y temperatura, la composición del hidrocarburo variará con el tiempo.

Entre las propiedades necesarias para que estas condiciones de fluidos puedan ser utilizadas se encuentran:

- **Volatilidad de los componentes**

Se establecieron valores de volatilidad (Tabla N°3.11) para cada uno de los componentes presentes en la fase de petróleo, los cuales se muestran a continuación:

**Tabla N° 3.11. Volatilidad de los componentes**

Componente	Volatilidad
Petróleo Muerto	<b>DEAD</b>
Gas en solución	<b>LIVE</b>

Para el simulador Eclipse 300, la volatilidad DEAD se refiere aquellos componentes que se encuentran únicamente en la fase de petróleo, y LIVE hace referencia a los componentes que pueden encontrarse tanto en la fase de petróleo como en la fase de gas.

- **Condiciones Estándar**

Se establecieron las condiciones estándar como Presión de 14.7 Lpc y 60°F, las cuales son medidas bajo condiciones de superficies.

- **Peso Molecular**

Para cada componente se establecieron los siguientes pesos moleculares:

**Tabla N° 3.12. Pesos moleculares**

Componente	Peso Molecular (lb/lbmol)
DEAD	525
LIVE	16.90427

- **Densidad de referencia para cada componente**

La tabla N°3.1.3 muestra los valores de densidad (lb/pie<sup>3</sup>) para cada componente, medidas a 137°F y 1135lpc:

**Tabla N° 3.13. Densidades**

Componente	Densidad (lb/pie <sup>3</sup> )
DEAD	60.893
LIVE	16.9675

- **Valores de las constante de equilibrio (K)**

La distribución de los componente volátiles entre las fases de petróleo y gas es determinada por los valores  $K$ . la fracción molar  $y^c$  del componente volátil  $c$  en la fase gaseosa viene dada por la expresión  $y^c = K^c(P,T)x^c$ , donde  $x^c$  es la fracción molar del componente  $c$  en la fase del petróleo, y  $K^c(P,T)$  es la constante de equilibrio  $K$ , dependiente de la presión  $P$  y la temperatura  $T$ .

Para este estudio se utilizó la correlación de Crookston:

$$K(P, T) = \left( A + \frac{B}{P} + B \times P \right) \times e^{-\frac{D}{T-E}} \quad (\text{Ec. 15})$$

Donde las constantes necesarias están en la tabla N° 3.14.



**Tabla N° 3.14. Constantes especificadas para obtener los valores  $K$** 

Constante	Petróleo muerto	Gas en solución
A	0	1,805
B	0	5151
C	0	0
D	0	352,6
E	0	0

El petróleo muerto tiene valores  $K$  igual a cero para todas las presiones y temperaturas, lo cual confirma su característica no volátil.

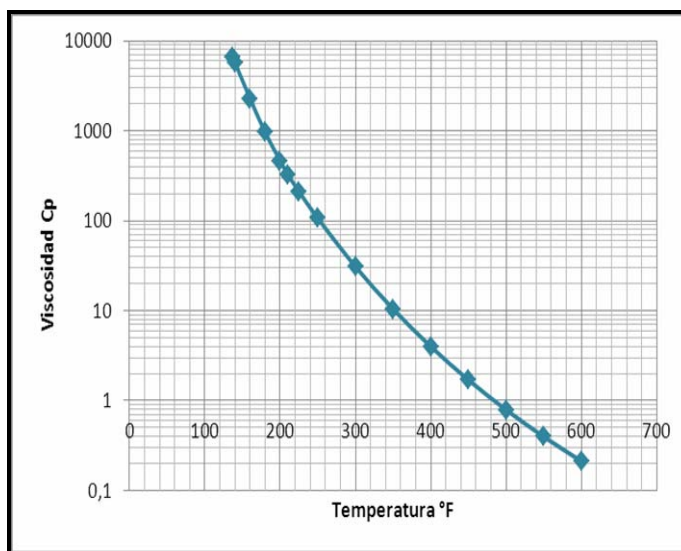
- **Viscosidad en función de la temperatura**

La viscosidad es uno de los parámetros de mayor importancia para este estudio, es por ello que fue necesario suministrarle al simulador unas curvas de viscosidad en función de la temperatura para estimar su variación con el paso de tiempo (Figura 3.3). La tabla N°3.15 muestra los valores de viscosidad establecidos para cada componente:

**Tabla N° 3.15. Variación de la Viscosidad en función de los cambios de temperatura**

Temperatura °F	Viscosidad del Petróleo muerto, cps	Viscosidad del Gas en solución, cps
137	6622	14.14
140	5738	13.83
160	2288	12.04

180	966	10.56
200	465	8.803
210	328	8.069
225	211.8	4.539
250	106.54	1.836
300	30.86	0.3594
350	10.414	0.086037
400	3.988	0.024323
450	1.6974	0.0079008
500	0.7896	0.0028854
550	0.3962	0.0011643
600	0.2122	0.00051184



**Figura 3.3. Viscosidad en función de la temperatura para el petróleo muerto**

- **Compresibilidad de cada componente**

Se establecieron un valor de compresibilidad de  $4,57 \cdot 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$  para ambos componentes del petróleo.

- **Coefficiente de expansión térmica**

Se estableció un coeficiente de expansión térmica constante e igual a  $3,636 \cdot 10^{-4} \text{ R}^{-1}$ , para ambos componentes de la fase del petróleo.

A nivel de simulación uno de los factores de mayor relevancia a la hora de simular es el tiempo de computo que lleva el caso a estudio, este aumentará a partir de la complejidad del modelo, convergencia del mismo y número de celdas del modelo a estudio. Una manera de facilitarle al simulador su tiempo de cálculo, es estableciéndole los datos mínimos necesarios que faciliten sus cálculos y estableciendo un total de celdas considerables. Mientras mayor sea el número de celdas más tiempo de cómputo consumirá la corrida.

### **3.1.7. Diseño de pozo con Cable Calentador**

Una vez obtenido el modelo estático se realizó un corte en dirección “j” del modelo, justo en el punto medio de la zona antes escala (discretizada), donde se evaluaron cada una de las capas en conjunto con las propiedades de las rocas, con el objetivo de seleccionar la zona a perforar la cual posteriormente será calentada.

Entre la información necesaria para el diseño del pozo horizontal con cable calentador de fondo se encuentran: la ubicación del pozo (coordenadas en dirección i-j-k y longitud del pozo), características de la tubería como tipo de tubería, diámetro

de las mismas y las propiedades térmicas como conductividad y resistencia de la tubería.

La propagación de energía considerada a lo largo del cable para los escenarios bases fueron: potencia constante y variable. Para el primer escenario a evaluar se consideró toda la sección horizontal del pozo para el flujo de energía a una misma potencia. Para el segundo escenario fue necesario evaluar a partir de un registro PLT resultante de la producción en frío del modelo, las zonas de menor y mayor producción, debido a que son dos secciones del cable a diferentes potencias, donde la mayor potencia fue establecida desde un punto previamente evaluado en el registro PLT hacia la punta del pozo y en sentido contrario hacia el talón del pozo se estableció la potencia de menor valor.

Estas consideraciones se deben a que las zonas más alejadas del talón presentan mayor dificultad a la hora de ser producidas. Uno de los factores es la longitud de la sección horizontal y las condiciones en las que se encuentra el fluido. Para nuestro caso el fluido presenta altos valores de viscosidad.

El parámetro de control a nivel de simulación de la potencia del cable, es a través del keyword (palabra clave) HEATER, en el simulador Eclipse 300 (Opción Térmica). Este keyword controla tanto las celdas donde está ubicado el cable, la potencia y temperatura alcanzada por cada conexión.

### **3.1.7.1. Trayectoria del pozo**

A nivel de simulación la trayectoria del pozo es controlada a partir de la sección de SCHEDULE (Apéndice A) de un archivo .DATA, para Eclipse 300 (Opción Térmica). La profundidad a la cual se encuentra el pozo, tipo de transferencia de calor, ubicación de la completación del pozo por celda, parámetros de control del

pozo como: presión de fondo fluyente, estatus del pozo (abierto, cerrado), tiempo de producción (fechas), entre otros, son algunos de los aspectos considerados en esta sección. La tabla N°3.16 muestra los valores establecidos para los parámetros de control antes mencionados:

**Tabla N° 3.16. Parámetros de diseño del pozo en el modelo a estudio**

<b>Profundidad del pozo horizontal, pies</b>	-2474
<b>Longitud del pozo horizontal, pies</b>	5400
<b>Diámetro del hoyo, in</b>	7.5
<b>Número de segmentos por conexión, celdas</b>	27
<b>Valor de conductividad de la tubería, (W/m*°K)</b>	47

Cada diseño del cable posee una configuración de potencias (Tabla N° 3.17) dependiendo de las exigencias del cliente. Es por ello que se consideró un valor de potencias que se encuentra dentro de las especificaciones de diseño del cable establecidas por la empresa fabricante.<sup>[20]</sup>

**Tabla N° 3.17. Potencias del cable calentador**

	<b>Constante</b>	<b>Variable</b>
<b>Sección Media (w/pie)</b>	-	23
<b>Sección Caliente (w/pie)</b>	37	64
<b>Kilovatios totales para una sección de 5400 pie (Kw)</b>	199.8	206.2
<b>Vatios por metros (w/m)</b>	121	75 / 209

Los escenarios considerados como casos bases fueron los siguientes:

- Producción en Frio (sin ningún tipo de estimulación).
- Producción en Caliente cable potencia constante (cable instalado desde el inicio).
- Producción en Caliente cable potencia variable (cable instalado desde el inicio).
- Producción en frio por tres años y posterior encendido del cable calentador potencia constante.
- Producción en frio por tres años y posterior encendido del cable calentador potencia variable.

A cada escenario base se le realizó una evaluación económica (Ver Apéndice B) de manera de ver la rentabilidad de la herramienta para estas condiciones de flujo y configuración del cable. Entre los tópicos a considerar para la evaluación económica se encuentra: <sup>[28]</sup> <sup>[31]</sup> <sup>[32]</sup>

- Costo por construcción y Completación del pozo.
- Costo por producción del petróleo
- Costo por barriles de agua producido
- Costo por levantamiento artificial (Bomba PCP)
- Costos Fijos
- Tasa de descuento (%)
- Impuesto (%)
- Regalía (%)

La evaluación económica nos permitió asegurarnos de la factibilidad de este proyecto para las condiciones de flujo consideradas para este estudio.

### **3.2. Analizar las incertidumbres y mejoras de la distribución de potencias a partir del factor de recobro y el valor presente neto**

Para el desarrollo de este objetivo fue necesario el uso del módulo de PETREL versión 2010.1, conocido como optimización e incertidumbre (Uncertainty and Optimization). En primera instancia se establecieron las funciones objetivos a partir de las cuales se realizaron las optimizaciones. El propósito de la función objetivo es definir que debe minimizar y/o maximizar un proceso de optimización. En nuestro estudio se consideraron las siguientes funciones:

- Factor de Recobro
- Valor Presente Neto

Estas funciones fueron definidas en la aplicación Simulación (Simulation) del módulo Procesos (Processes) de PETREL. Entre las consideraciones que se tomaron en cuenta para la función objetivo factor de recobro (FR), fue establecer en base a cual volumen de las fases presentes en el modelo (volumen de petróleo, gas y/o agua) se estimara el factor de recobro, como también la forma en la que serán generados los resultados (fracción o porcentaje).

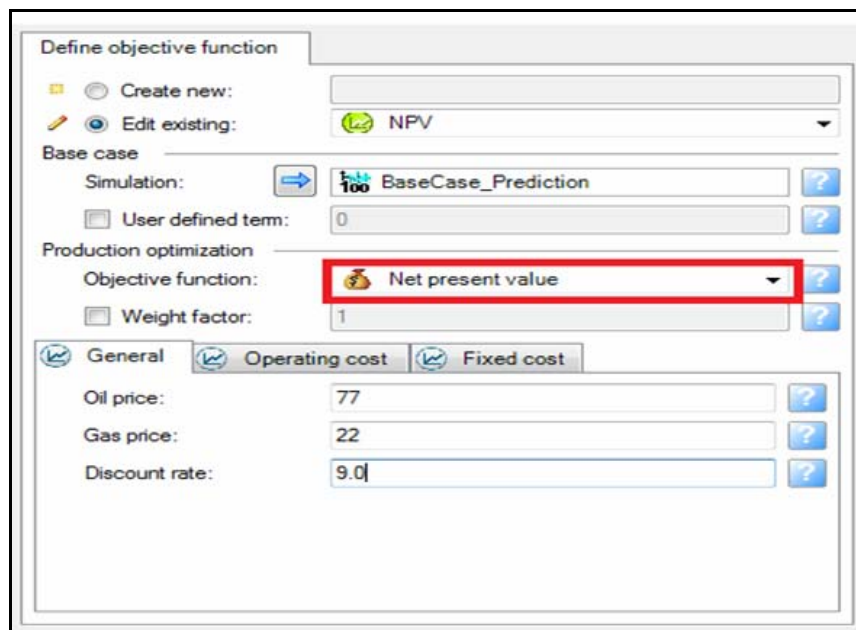
En el caso del Valor Presente Neto (VPN), fue necesario especificar todos los costos que intervienen en la estimación del mismo, los cuales están establecidos en las siguientes secciones:

- General: contiene los precios de petróleo y gas, los cuales representaran los ingresos futuros para el flujo de caja (efectivo) con el cálculo del valor

presente neto. La tasa de descuento se utiliza para los descuentos en los ingresos futuros.

- Costos Operacionales: entre ellos se encuentran, los costos operacionales anuales, costos operacionales por producción, costo por producción de agua.
- Costos Fijos: se establece la inversión inicial (CAPEX) sin ningún descuento, costos por eventos durante la perforación, y costos por mantenimientos (OPEX).

La siguiente ventana (Figura 3.4) muestra un ejemplo de la definición de la función objetivo VPN en PETREL:



**Figura 3.4. Ventana de Función Objetivo**

Una vez establecidas las funciones objetivos, se procede a la selección de las variables de interés a optimizar de los casos antes generados. Es importante destacar



que el modelo debe estar lo más estable posible bajo las condiciones base para de esta manera evitar problemas de cálculos a medida que se esté optimizando (asegurarse que el modelo se comporte en buenas condiciones).

En busca de la mejor configuración de potencias que trabaje bajo condiciones seguras y aporte el mejor aprovechamiento de toda la sección horizontal se establecieron las siguientes variables a analizar:

- Presión de Fondo Fluyente (BHP).
- Tasa máxima de inyección de calor por sección del cable (Potencia expresada en BTU/Día)
- Temperatura (°F).

Para efecto de diseño, el número de variables a optimizar para el cable a potencia constante fue tres (3), y para el cable con potencia variable fue cuatro (4) variables. La siguiente tabla muestra las variables a optimizar por diseño:

**Tabla N° 3.18. Tablas con las variables a optimizar por caso**

<b>Variables a Optimizar</b>	
<b>Constante</b>	<b>Variable</b>
Presión de fondo fluyente	Presión de fondo fluyente
-	Potencia sección Media
Potencia sección Caliente	Potencia sección Caliente
Temperatura	Temperatura

Una vez establecidas las variables a optimizar, se debe también establecer los valores máximos y mínimos para los cuales se harán las optimizaciones de los casos a estudio (Tabla 3.19). Los criterios que se tomaron en cuenta para establecer los rangos de optimización de las potencias del cable calentador de fondo, fueron a partir de las especificaciones de diseño de la herramienta.

Entre las especificaciones del cable se encuentran:

- Provee hasta 656 vatios/metro.
- Permite mantener temperaturas hasta 900 °F.

**Tabla N° 3.19. Rangos de cada una de las variables a optimizar**

Parámetro	CONSTANTE			VARIABLE		
	Base	Mínimo	Máximo	Base	Mínimo	Máximo
Presión de Fondo Fluyente	<b>600</b>	400	1000	<b>600</b>	400	1000
Potencia sección media (BTU/Día)	-	-	-	<b>376600</b>	376600	998277
Potencia sección caliente (BTU/Día)	<b>605800</b>	327459	998751	<b>1048200</b>	499381	1498142
Temperatura	<b>280</b>	280	300	<b>280</b>	280	300

Luego de tener definidos las variables a optimizar se deben especificar el tipo de diseño experimental a usar, para nuestro estudio se seleccionó el diseño Full

Factorial, por permitir este todas las posibles combinaciones de cada una de las variables a optimizar (considera tanto los parámetros principales como las iteraciones existentes entre ellos).

Para dar inicio al proceso de análisis de incertidumbre y optimización de los parámetros de interés antes establecidos, en primera instancia se estimó una ecuación analítica que reproduce el comportamiento del modelo base, conocido como Proxy (poder). Para ello se consideró el diseño central compuesto por permitir este el ajuste de un modelo cuadrático completo. La optimización se realizó a partir del proxy resultante, su objetivo es facilitar los cálculos necesarios para las respectivas optimizaciones, los cuales se estimaron en segundos.

La validación y evaluación del proxy permite asegurar que sus resultados estén reproduciendo el comportamiento del modelo base, es decir, si el proxy no se ajusta a diferentes condiciones del modelo base (tendencias), quiere decir que la ecuación de poder estimada no es confiable y por ende se debe cambiar el diseño experimental hasta que este arroje una ecuación más confiable.

Una vez obtenido el proxy se procede a iniciar la optimización donde previamente se establecieron los valores mínimos y máximos necesarios para realizar todas las posibles combinaciones con el objetivo de estimar la mejor configuración que mejor aporte tenga para cada una de las funciones objetivos antes establecidas.

Para el análisis de un yacimiento, un diseño experimental representa una solución para todos los casos en donde están involucrados muchos parámetros. El diseño experimental, le permite al ingeniero, de cambiar metódicamente cada uno de estos parámetros para finalmente llegar a una conclusión a cerca de la influencia en el resultado final.

### **3.3. Seleccionar el mejor diseño de calentadores de fondo basados en la distribución de potencias**

Una vez obtenido los resultados de las optimizaciones para cada uno de los escenarios antes planteados se procedió a la selección de la configuración del cable basado en la distribución de potencias. Entre los aspectos a considerar para la selección de la mejor configuración del cable calentador de fondo se encuentran:

- Evaluar el impacto en la producción generada por la configuración resultante arrojada por la optimización.
- Comparar este aumento con el caso base.
- Estimar una evaluación económica para cada escenario antes optimizado.
- Comparar cada evaluación económica con su respectivo caso base.
- Comparar cada función objetivo (Factor de Recobro y Valor Presente Neto) de los diseños optimizados con los casos bases.

Dependiendo de los resultados obtenidos de cada una de las consideraciones antes mencionadas se obtuvo el mejor diseño y factibilidad del cable calentador de fondo.

### **3.4. Evaluar diferentes tiempos de precalentamiento en la configuración final del cable calentador**

Una vez obtenido el mejor diseño se procede a sensibilizar los tiempos de calentamientos para ver la factibilidad en tiempo de encendido y apagado de la herramienta, como también el aporte que este puede generarle en el tiempo de vida y/o mantenimiento del pozo.

Entre las sensibilidades a considerar se encuentran:

- Cinco (5) días de precalentamiento pozo cerrado a producción desde el inicio, posterior a los cinco días apagar el cable calentador y abrir a producción. Cinco (5) ciclos.
- Un mes de calentamiento (30 días) con el pozo cerrado posterior abre a producción de un mes a dos meses. Cuatro (4) ciclos.
- Mantener el calentador encendido desde el inicio con el pozo abierto a producción.

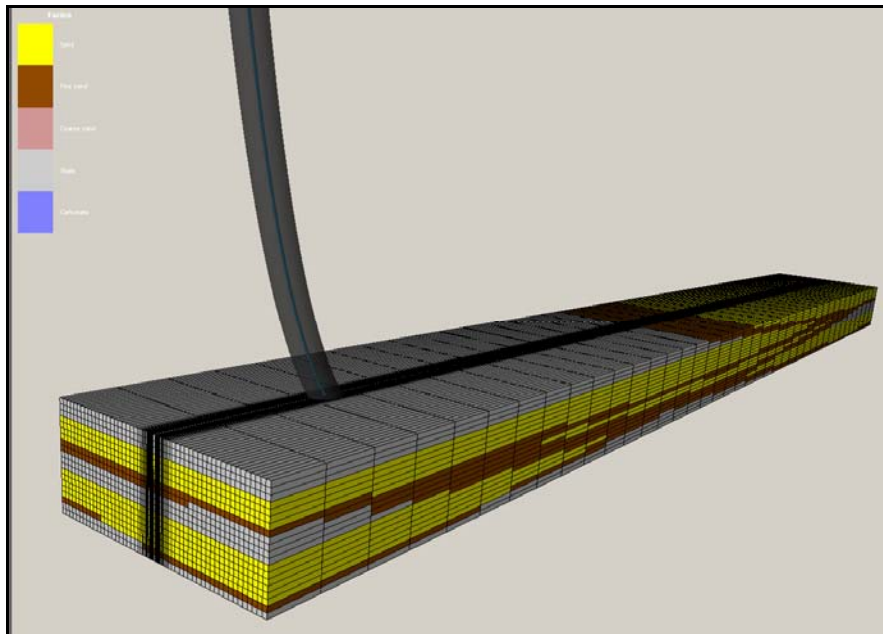
A cada uno de los escenarios resultantes se le evaluará los siguientes aspectos:

- Impacto en la Producción.
- Rentabilidad de los días en los cuales el pozo está cerrado con el cable encendido.
- Comparar el factor de recobro para cada escenario antes planteado.
- Comparar el valor presente neto resultante de cada escenario antes evaluado.
- Máxima temperatura alcanzada.

## CAPITULO IV. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

### 4.1. Hacer un modelo de yacimiento a partir de técnicas geoestadísticas y un esquema de pozo con calentadores de fondo simple mediante el uso de un simulador numérico de yacimiento

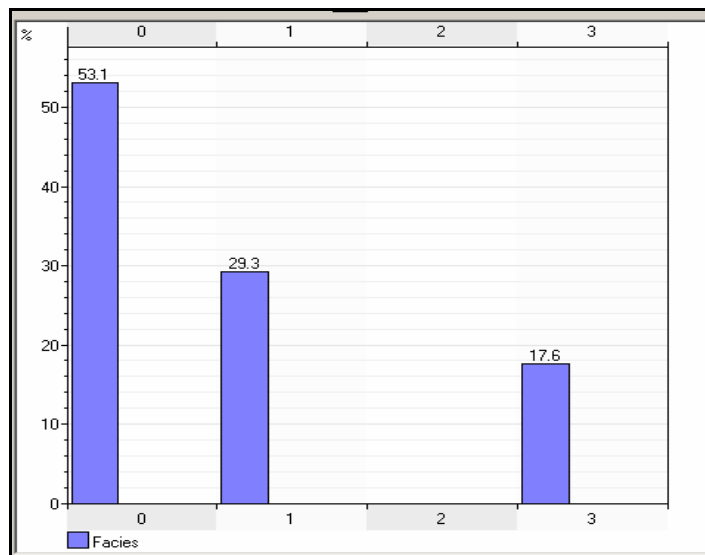
El modelo estático de yacimiento resultante de la simulación basada en objetos, muestra una distribución de canales entrelazados unos con otros, donde la orientación de los canales, tipos de granos y dimensiones establecidos en los datos de entradas fueron respetados y reflejados en el modelo final (Figura 4.1). A su vez se aprecia la zona escalada (discretizada) del modelo donde fue establecido el pozo a estudio.



**Figura 4.1. Modelo con distribución de Facies**

En la realidad este tipo de distribución de facies se da a lugar producto de la sedimentación y erosión de los cuerpos con el paso del tiempo. La zona de color gris representa el fondo de los canales donde el tipo de roca presente es la lutita, la zona de color amarillo representa el relleno del canal y la zona de color marrón está representada por los diques o bordes del canal. Esta distribución permitió discretizar las zonas prospectivas a perforar para el proyecto a estudio.

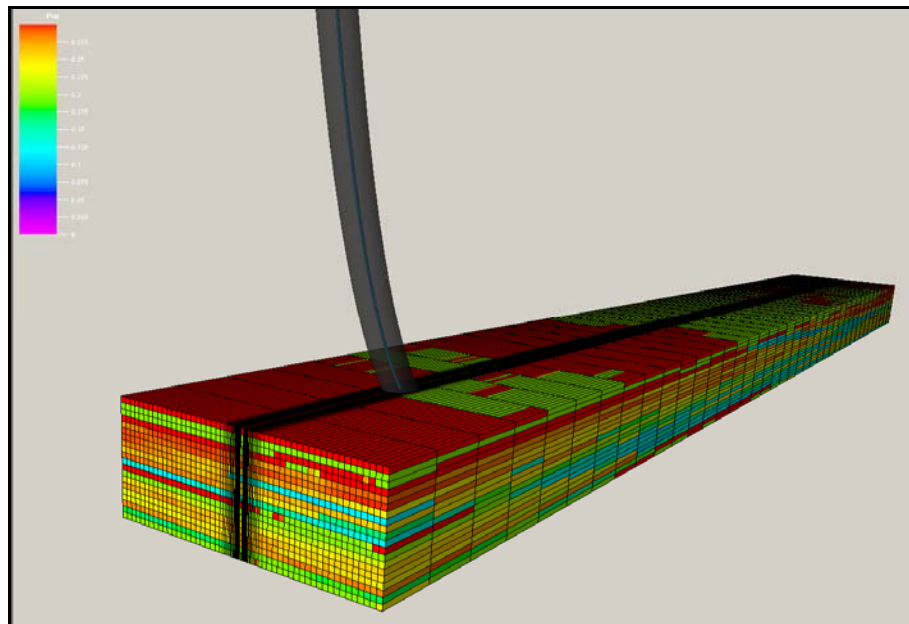
Adicionalmente se obtuvo el histograma de facies (figura 4.2) donde se aprecia en porcentaje la porción de cada una de las rocas presentes en el modelo resultante. Este histograma de frecuencia representa los tipos de rocas por código (0-1-3/ arena-arena fina-lutita respectivamente). En la figura se aprecia que la porción de cada una de las arenas antes establecidas en el modelo fue reproducida.



**Figura 4.2. Histograma de las Facies**

En cuanto a la distribución de porosidad por arena en el modelo resultante, construida a partir de la simulación secuencial gaussiana, mostró un comportamiento

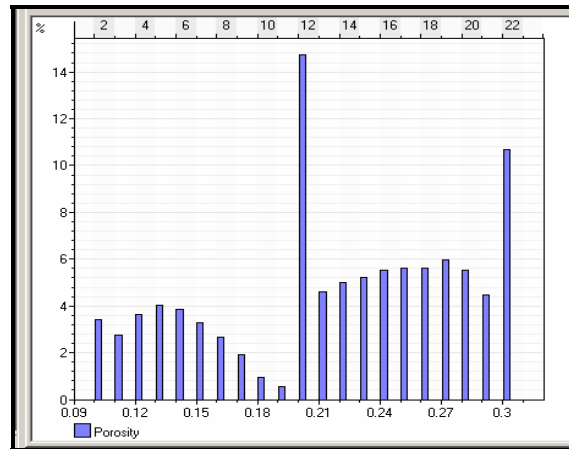
heterogéneo (Ver figura 4.3) en toda su extensión, lo cual es un indicativo que cada una de las premisas antes consideradas para el modelaje del modelo de yacimiento son confiables a la hora de reproducir las propiedades de las rocas. En la zona roja del modelo se encuentra presente parte de la lutita, donde esta presenta altos valores de porosidad de acuerdo a la escala del modelo.



**Figura 4.3. Distribución de la Porosidad**

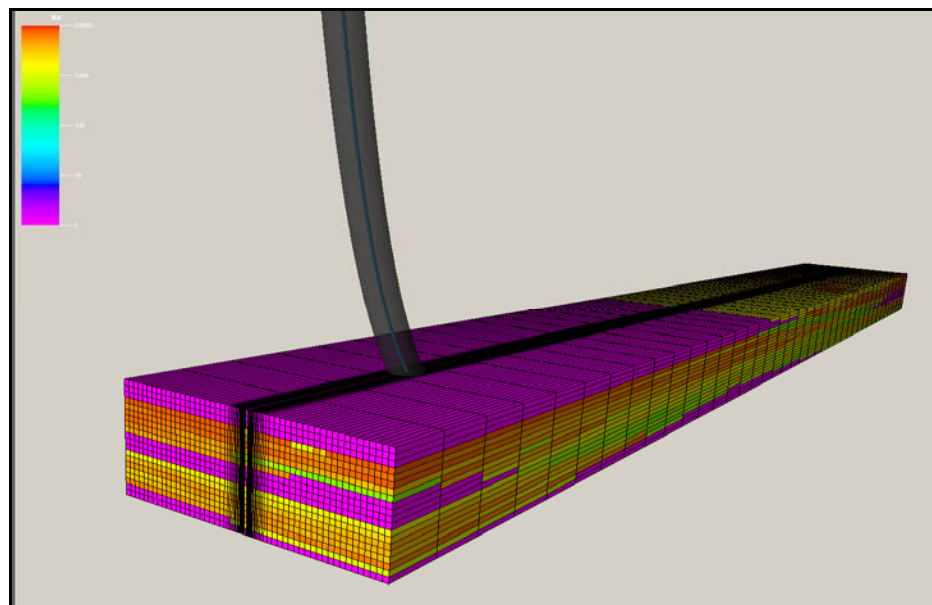
El histograma de frecuencia de la porosidad nos comprueba una vez más que los rangos de esta propiedad fueron reproducidos (Figura 4.4).





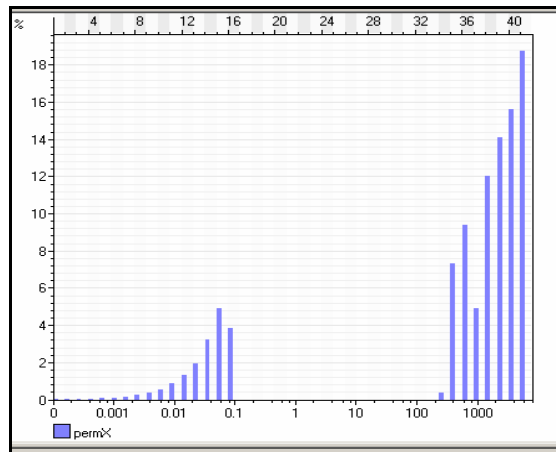
**Figura 4.4. Histograma de Porosidad**

La distribución de permeabilidad resultante (Ver figura 4.5) fue variante en algunas zonas y fijas o muy cercanas a un valor en otras como es el caso de la lutita, la cual se caracteriza por presentar buena porosidad pero muy baja permeabilidad.



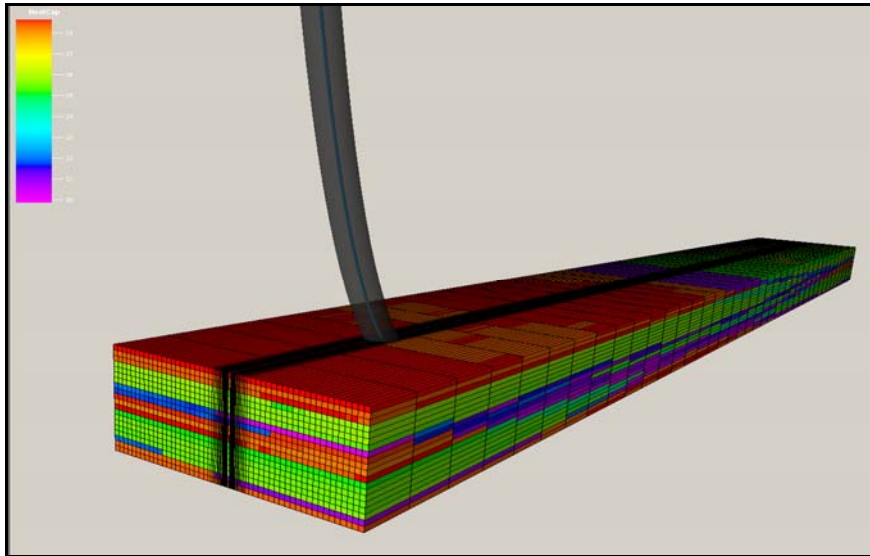
**Figura 4.5. Distribución de Permeabilidad**

En la escala de la figura antes mostrada se puede apreciar que el color fucsia es indicativo de las zonas con baja permeabilidad, y en este, están ubicadas las celdas donde la lutita se encuentra distribuida. En cuanto a los rangos de permeabilidad antes establecidos fueron visualizados a partir del histograma de frecuencia resultante (Figura 4.6).

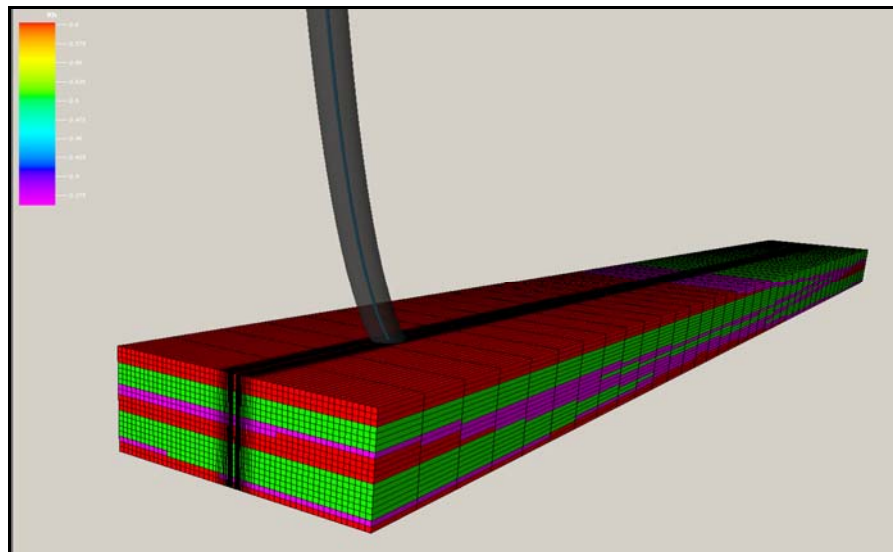


**Figura 4.6. Histograma de Permeabilidad**

De la misma manera fueron obtenidos los escenarios con las propiedades térmicas de las rocas previamente establecidas como conductividad y capacidad calorífica. Para la capacidad calorífica por depender esta de los valores de porosidad su distribución fue variante (Figura 4.7), caso contrario fue con la conductividad si bien los valores fueron puntuales para cada una de las rocas (Figura 4.8).

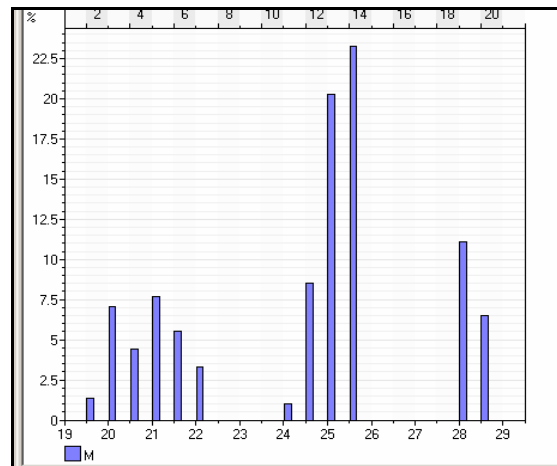


**Figura 4.7. Distribución de la Capacidad Calorífica de las rocas**



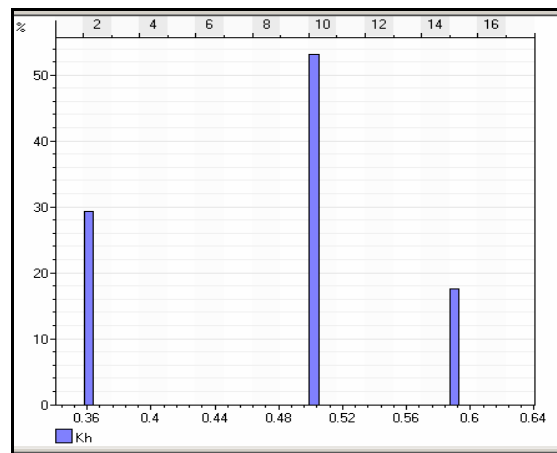
**Figura 4.8. Distribución de Conductividad**

Para la capacidad calorífica el histograma de frecuencia (Figura 4.9) resultante fue variante debido a los diferentes valores de porosidad del cual este dependía y a su vez de las propiedades como densidad de la roca.



**Figura 4.9. Histograma de capacidad calorífica de las rocas**

Caso contrario para el histograma de la conductividad de las rocas, ya que esta fue establecida en función del tipo de roca (Figura 4.10).



**Figura 4.10. Histograma de Conductividad**

En cuanto al diseño de pozo con cable calentador de fondo entre los aspectos considerados para el establecimiento de las potencias fue el registro PLT (figura 4.11) resultante de la producción en frío con el objetivo de evaluar las zonas de menor

aporte en la tasa de producción, durante un periodo de producción de cinco años sin ningún tipo de estimulación.

A su vez en los diseños de completaciones se pudo visualizar en paralelo tanto la trayectoria del pozo con respecto a la distribución de algunas propiedades como porosidad a lo largo del pozo (figura 4.12).

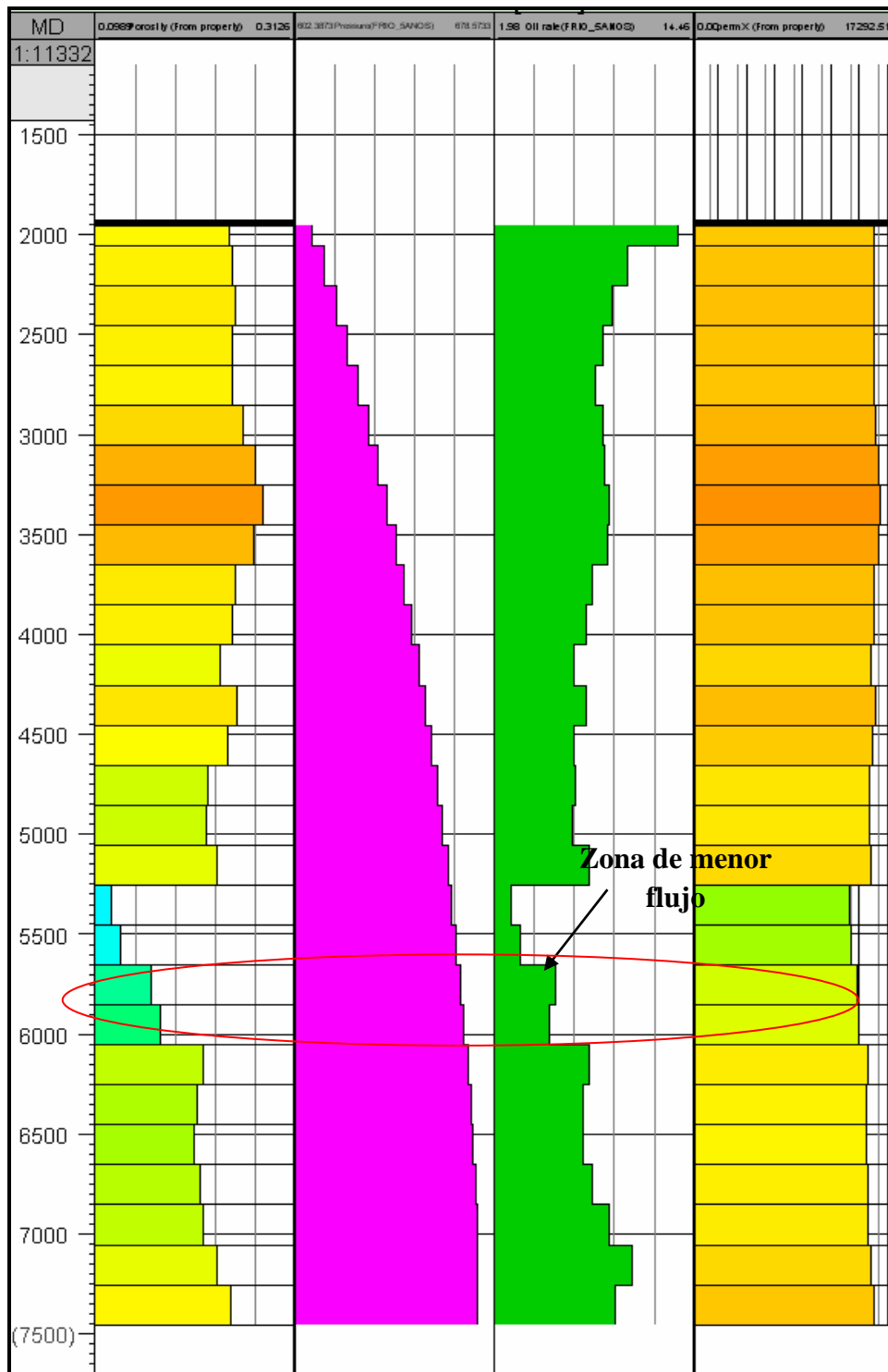


Figura 4.11. PLT al final de la producción en Frio

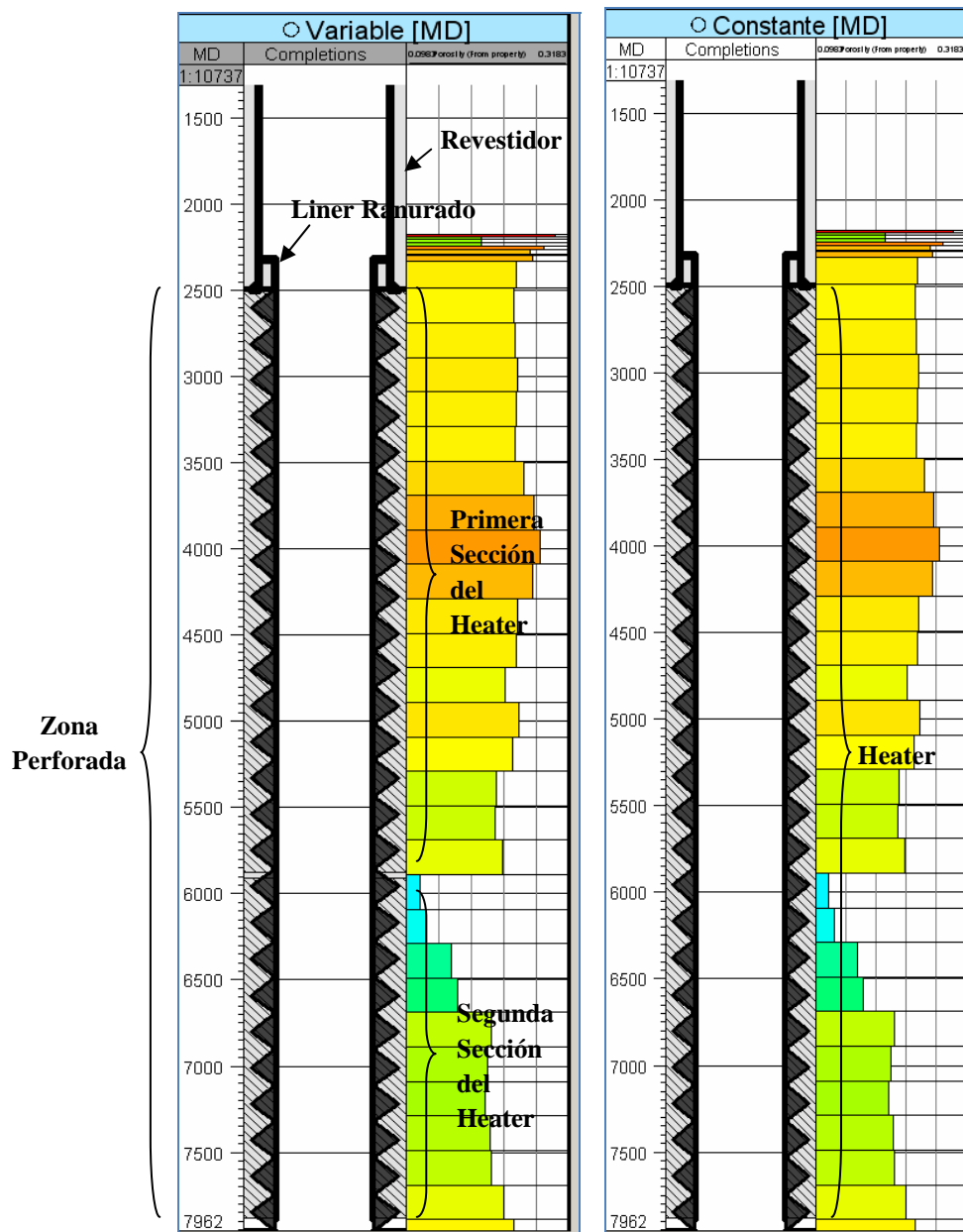
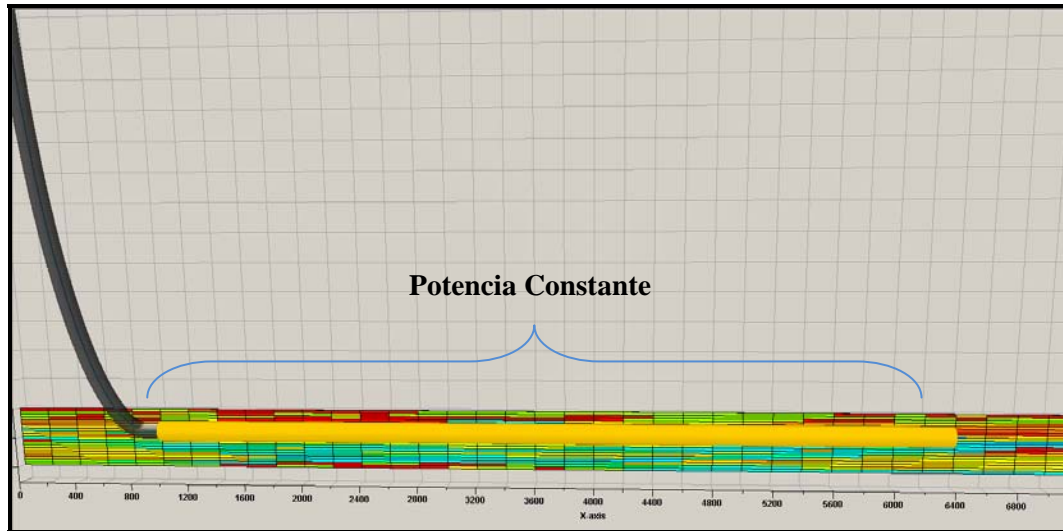


Figura 4.12. Pozos completados con cable instalado

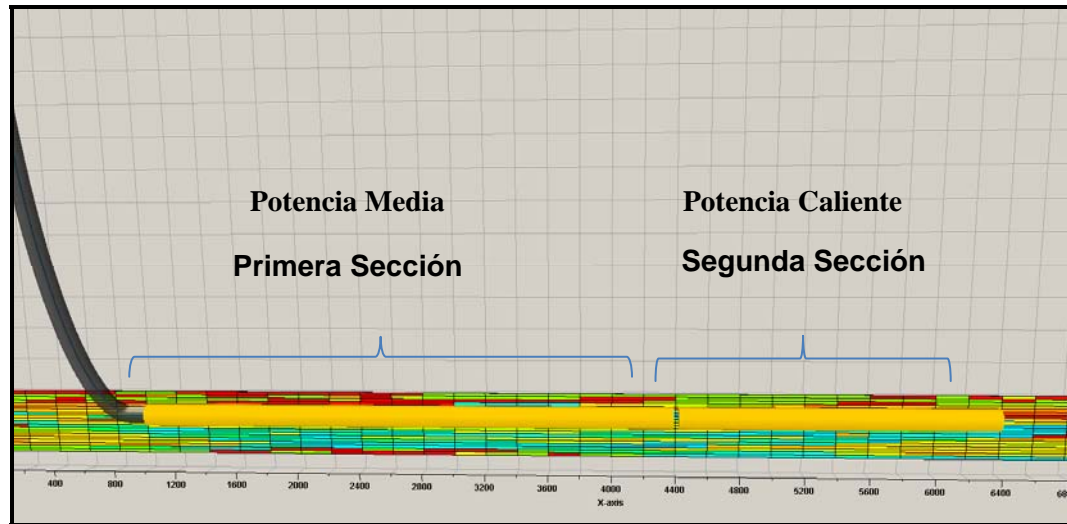
En el diseño de pozo resultante la sección a calentar es representada por una cubierta amarilla, si esta es continua es indicativo que la potencia es la misma a lo largo del pozo, caso contrario para un la potencia variable (Figura 4.13).



**Figura 4.13. Pozo Completado con Calentador (Potencia Constante)**

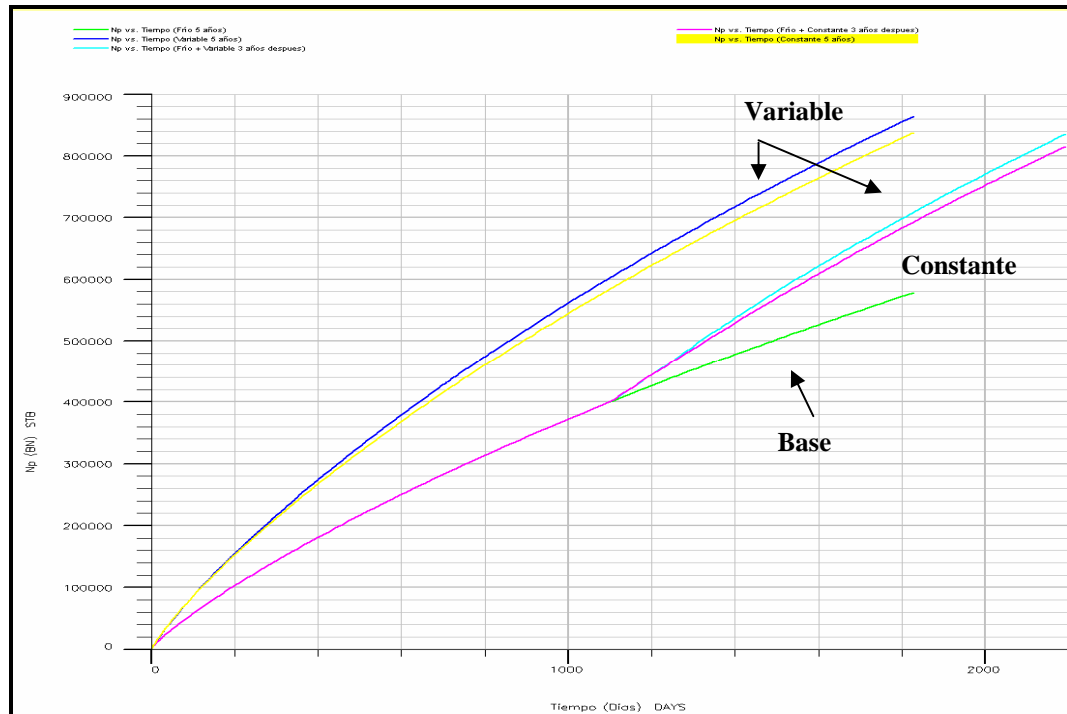
Para el pozo con potencia variable dos Heaters (primera sección y segunda sección) fueron necesarios de manera de controlar por separados la distribución de potencias (figura 4.14).





**Figura 4.14. Pozo con calentador a potencia variable**

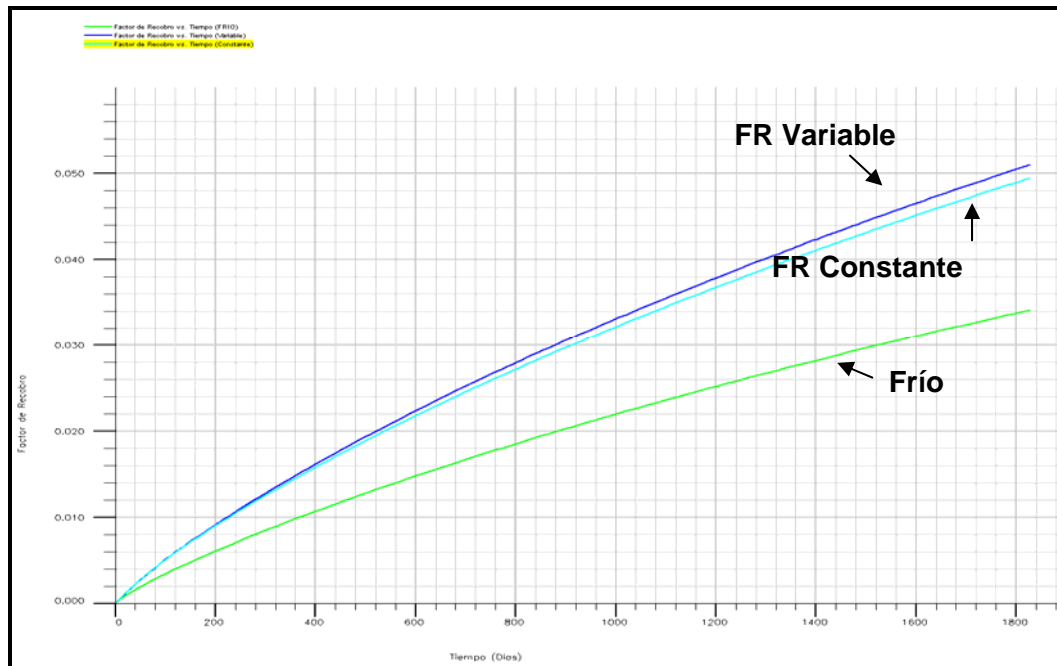
En cuanto a la evaluación de los escenarios bases (constante, variable y frío) para las potencias establecidas, antes de realizar el proceso de optimización, la comparación en la producción fue la siguiente:



**Figura 4.15. Petróleo producido vs tiempo de los casos bases**

La configuración del cable con potencia variable para el cable encendido desde el inicio de la producción (líneas azules), predomina con respecto a la de potencia constante sin embargo la diferencia en la producción no es tan significativa entre ellas, pero el efecto que esta estimulación (cable calentadores) genera sobre la producción en frío es considerable (Figura 4.15). Por otra parte para los escenarios donde el cable fue encendido luego de tres años de producción en frío, al quinto año el máximo valor de petróleo producido alcanzó los 725118,13 BN para el variable y 719419,94 BN para el constante, predominando el variable en apenas un 0.79% con respecto a la producción del constante.

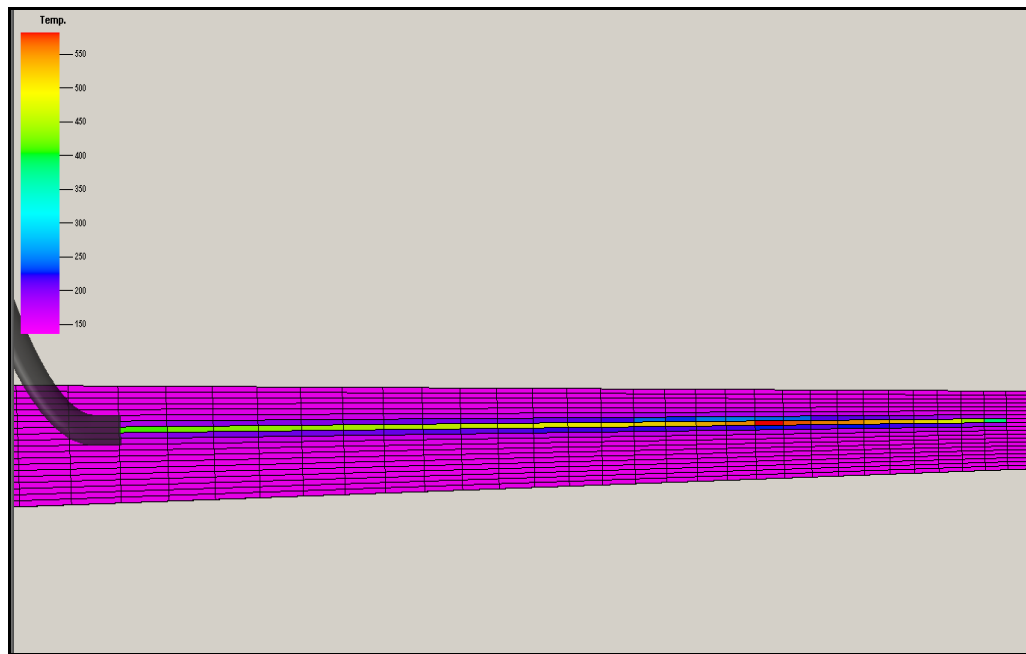
El factor de recobro del modelo con cable calentador de fondo con potencia variable aumenta en un 2.2% por encima del factor de recobro del modelo sin ninguna estimulación (Caso Frío).



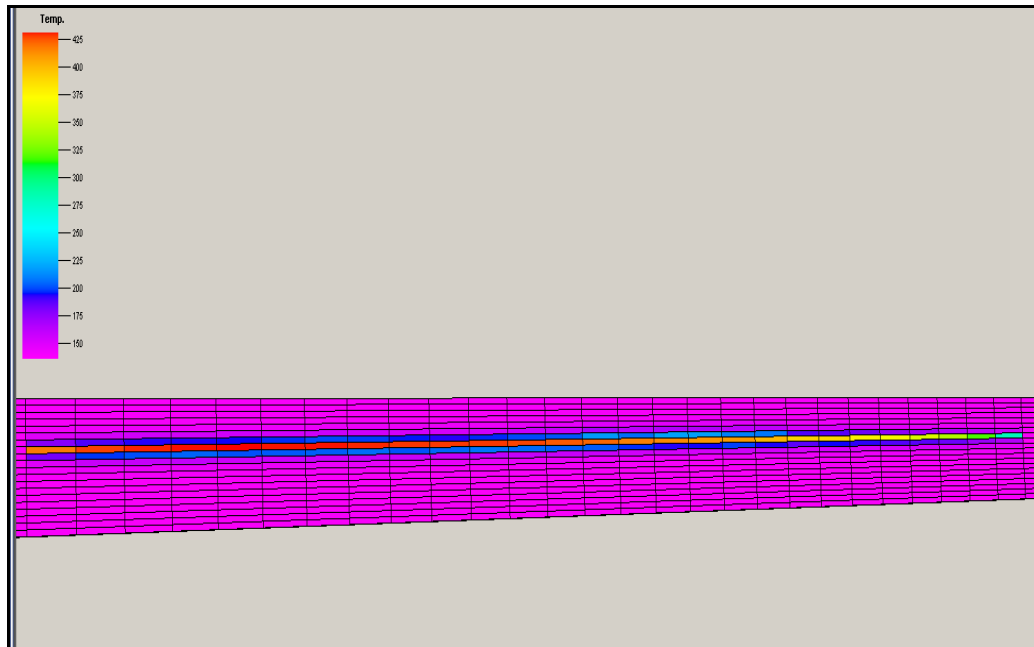
**Figura 4.16. Factor de Recobro**

El rango de temperaturas alcanzadas para los casos bases (constante y variable), superan los 400°F, es por ello que dentro de los parámetros a considerar para el proceso de optimización en busca de la mejor configuración de potencias del cable calentador de fondo, se estableció la temperatura, por ser esta uno de los parámetros determinantes en cuanto a la durabilidad de los equipos que integran un sistema de producción de un pozo horizontal (Por ejemplo: Bomba de Cavidad Progresiva) como también el operar bajo condiciones seguras.

En el caso constante las máximas temperaturas se alojan en las cercanías del talón del pozo, caso contrario ocurre con el diseño variable, las temperaturas se distribuyen de manera uniforme tanto para la zonas cercanas al talón del pozo (Figura 4.17 y 4.18) como las más alejadas (zonas cercanas a la punta del pozo).



**Figura 4.17. Temperaturas alcanzadas con potencia variable**



**Figura 4.18. Temperaturas alcanzadas con Potencia constante**

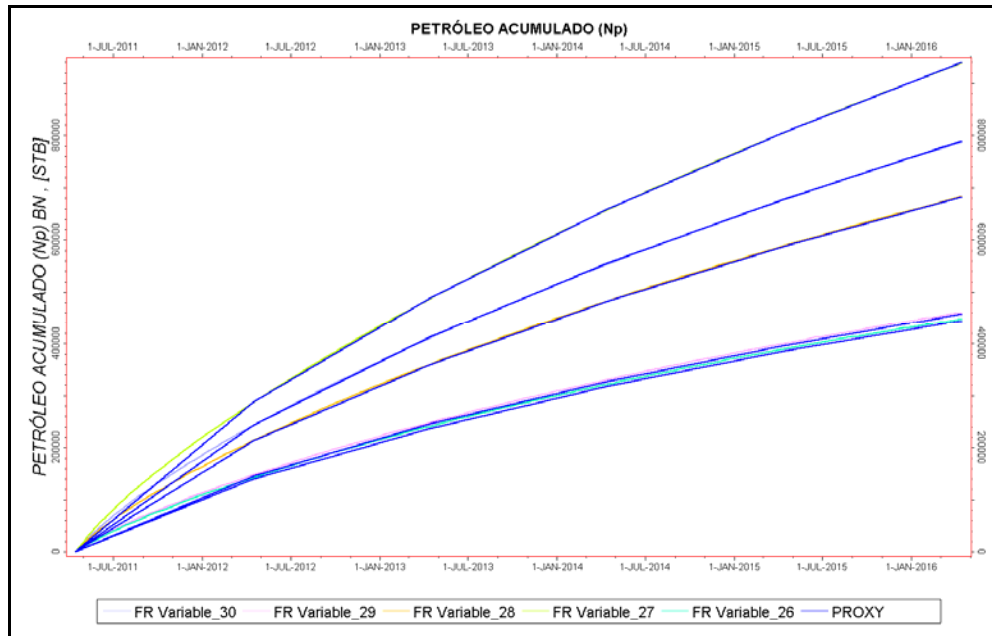
#### **4.2. Analizar las incertidumbres y mejoras de la distribución de potencias a partir del factor de recobro y el valor presente neto**

En busca de la mejor configuración de potencias a partir del factor de recobro y el valor presente neto el primer resultado del proceso fue la validación del proxy (superficie de respuesta). Cinco muestras fueron necesarias para asegurarnos de que esta ecuación reprodujera el comportamiento del modelo base, de manera de que al estimar la mejor configuración los resultados se obtuvieran en segundos.

#### 4.2.1. Potencia Variable Factor de Recobro (FR)

##### 4.2.1.1. Primer Paso: Validación del proxy para la función objetivo factor de recobro

La manera de comparar las superficies de respuesta (proxy) con los escenarios resultantes de la validación fue a partir del petróleo acumulado ( $N_p$ ), donde cada  $N_p$  se ajustó perfectamente al proxy estimado para cada muestreo.



**Figura 4.19. Validación del proxy para la función objetivo factor de recobro (FR)**

En la figura 4.19, se puede apreciar que cada superficie de respuesta (línea azul, PROXY) se ajustó perfectamente a cada escenario resultante de la validación, esto nos permitió asegurarnos de que el proxy es confiable ya que se ajusta perfectamente a las condiciones bases dadas.

Los cinco escenarios antes validados con respecto a la superficie de respuesta posee la siguiente configuración (Figura 4.20):

Nombre del Caso	\$BHP	\$Factor_de_Recobro	\$PotHot	\$PotMid	\$Temp
FR Variable_26	882.226630451369	2.6464989152584	598211.612091433	505253.57637257	290.510818811609
FR Variable_27	442.489089632862	5.53780846522108	1443648.60982696	407362.263490707	285.51542710654
FR Variable_28	709.0914639729	4.0324092130286	1040523.10301828	891908.704678488	295.23996704001
FR Variable_29	875.660267952513	2.72068761575355	1169340.62486038	777192.440974151	296.893093661306
FR Variable_30	609.16776024659	4.64758121889342	717817.86728721	670884.858149968	283.640369884335

**Figura 4.20. Hoja de cálculo para validación del proxy**

De no usar el proxy para la optimización el simulador lo que hará es que para cada configuración del cable generará un caso, donde cada resultado dependerá del tiempo que dure en correr el modelo a estudio, (ensayo y error), lo que hará de la optimización un proceso monótono.

#### **4.2.1.2. Segundo Paso: Comparación de los casos generados a partir del diseño experimental seleccionado con los rangos de probabilidades P10 P50 y P90.**

Basados en las combinaciones consideradas por el diseño experimental antes seleccionado se procede a comparar con los rangos de probabilidades P10 P50 y P90. Esta es una manera de ver la probabilidad de ocurrencia de un proceso bajo ciertas condiciones. A continuación se presenta la hoja de cálculo (figura 4.21) resultante por el entrenamiento (training) donde se aprecia todas las combinaciones que fueron consideradas por el diseño experimental antes seleccionado.

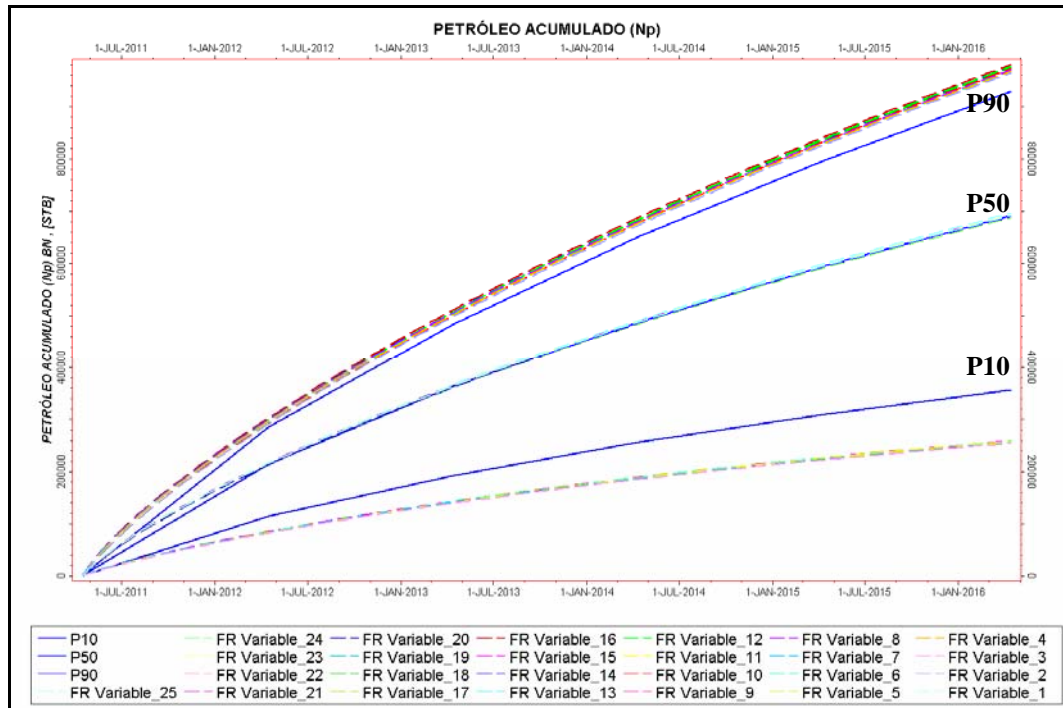
Cada caso está sujeto a las condiciones de diseño que fueron previamente establecidas, como se puede apreciar los rangos antes establecidos fueron respetados (valores mínimos y máximos de potencia).

<b>Nombre del Caso</b>	<b>\$BHP</b>	<b>\$Factor_de_Recobro</b>	<b>\$PotHot</b>	<b>\$PotMid</b>	<b>\$Temp</b>
FR Variable_1	700	4.07985624450962	998761.5	687438.5	290
FR Variable_2	400	5.68997844479198	499381	376600	280
FR Variable_3	1000	1.49774690562757	499381	376600	280
FR Variable_4	400	5.70753258804303	1498142	376600	280
FR Variable_5	1000	1.49950366353561	1498142	376600	280
FR Variable_6	400	5.70851794340662	499381	998277	280
FR Variable_7	1000	1.5020156935464	499381	998277	280
FR Variable_8	400	5.72118606801969	1498142	998277	280
FR Variable_9	1000	1.50266384101789	1498142	998277	280
FR Variable_10	400	5.73621769222699	499381	376600	300
FR Variable_11	1000	1.51907521936558	499381	376600	300
FR Variable_12	400	5.76422685808796	1498142	376600	300
FR Variable_13	1000	1.52216399369163	1498142	376600	300
FR Variable_14	400	5.76233231589505	499381	998277	300
FR Variable_15	1000	1.52395119099048	499381	998277	300
FR Variable_16	400	5.78207081459861	1498142	998277	300
FR Variable_17	1000	1.52480425435448	1498142	998277	300
FR Variable_18	400	5.7482488397373	998761.5	687438.5	290
FR Variable_19	1000	1.51262112544901	998761.5	687438.5	290
FR Variable_20	700	4.07078549836914	499381	687438.5	290
FR Variable_21	700	4.08047460132686	1498142	687438.5	290
FR Variable_22	700	4.07318372041247	998761.5	376600	290
FR Variable_23	700	4.08249778640136	998761.5	998277	290
FR Variable_24	700	4.05067160505804	998761.5	687438.5	280
FR Variable_25	700	4.10644857938399	998761.5	687438.5	300

**Figura 4.21. Hoja de cálculo del entrenamiento**

La comparación de cada caso con los rangos de probabilidades nos permite apreciar el porcentaje de ocurrencia de cada escenario (figura 4.22).





**Figura 4.22. Comparación de los casos resultante con P10 P50 y P90**

Donde los casos FR Variable\_3, 5, 7, 9, 11, 13, 15,17 y 19 están por debajo del 10% (P10) de ocurrencia.

#### 4.2.1.3. Tercer Paso: Optimización

Una vez validado el proxy se procede a realizar la optimización, con el objetivo de obtener la mejor configuración que aporte un aumento en el factor de recobro. Con ayuda del proxy el reporte resultante de la optimización se obtuvo en segundos.

El número de iteraciones consideradas para este proceso fue de diez (10), resultando como la mejor configuración la iteración número diez (10) (Ver tabla 4.1).

**Tabla N° 4.1. Reporte resultante en función del factor de recobro**

Optimización Variable Factor Recobro					
\$LOOP	\$BHP	\$PotHot	\$PotMid	\$Temp	\$Factor_de_Recobro
1	600.00000000	1048200.00000000	376600.00000000	280.00000000	4.70225592
2	800.00000000	1048200.00000000	376600.00000000	280.00000000	3.30193303
3	600.00000000	773790.50000000	376600.00000000	280.00000000	4.69782485
4	600.00000000	1048200.00000000	687438.50000000	280.00000000	4.71033113
5	600.00000000	1048200.00000000	376600.00000000	290.00000000	4.72575838
6	400.00000000	910995.25000000	532019.25000000	285.00000000	5.72109964
7	400.00000000	842392.87500000	609728.87500000	287.50000000	5.72937679
8	500.00000000	1254007.12500000	609728.87500000	287.50000000	5.28260422
9	450.00000000	1082501.18750000	726293.31250000	291.25000000	5.53353340
10	400.00000000	1099651.78125000	434882.21875000	296.87500000	5.75384066

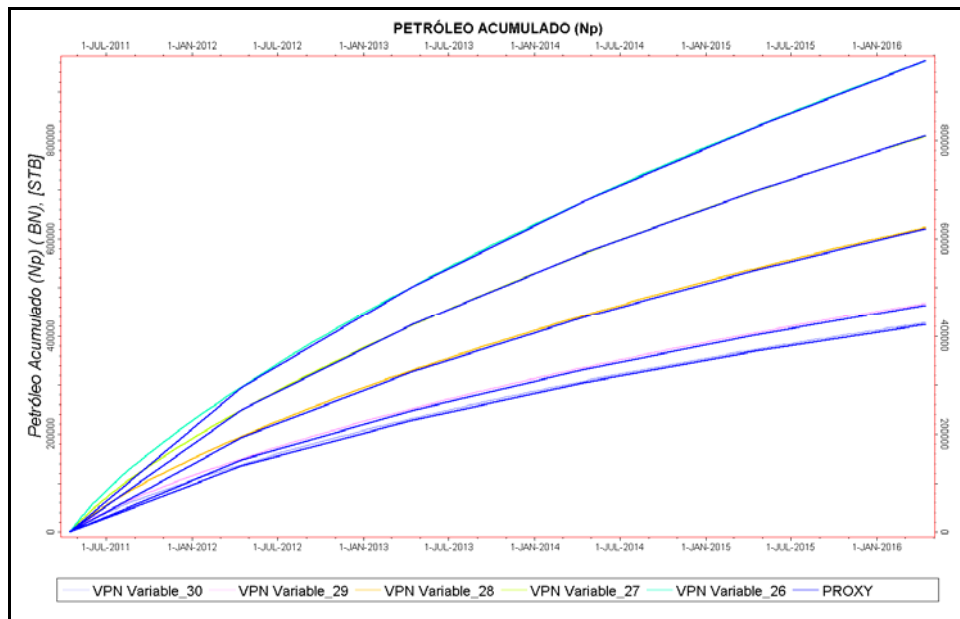
Mejor Resultado es la iteración 10 400.00000000 1099651.78125000 434882.21875000 296.87500000 5.75384066

La configuración resultante (Tabla N° 4.1) nos muestra que la sección media (primera parte del Heaters) debe disminuir y la sección caliente (segunda parte del Heaters) debe aumentar con respecto al valor base antes establecido y previamente evaluado, por otra parte la presión de fondo fluyente para estas condiciones, resultó como límite operacional 400psia, es decir que por un periodo de tiempo considerable la producción se verá favorecida, en primera instancia porque el cable calentador facilitara la movilidad del crudo aprovechando en gran medida las condiciones a las cuales se encuentra el yacimiento, en segundo lugar esto permitirá obtener el mayor provecho y mantenimiento de la vida productiva del pozo y en tercer lugar la temperatura alcanzada durante el periodo de calentamiento está dentro de los límites tolerables de equipos como la bomba de cavidad progresiva.

## 4.2.2. Potencia Variable Valor Presente Neto (VPN)

### 4.2.2.1. Primer Paso: Validación del proxy para la función objetivo valor presente neto

Al igual que el proxy estimado para la función objetivo factor de recobro, este se ajustó en un 90% con respecto a los casos necesarios para la validación, los cuales fueron cinco (5) escenarios (figura 4.23).



**Figura 4.23. Validación del proxy para la función objetivo VPN**

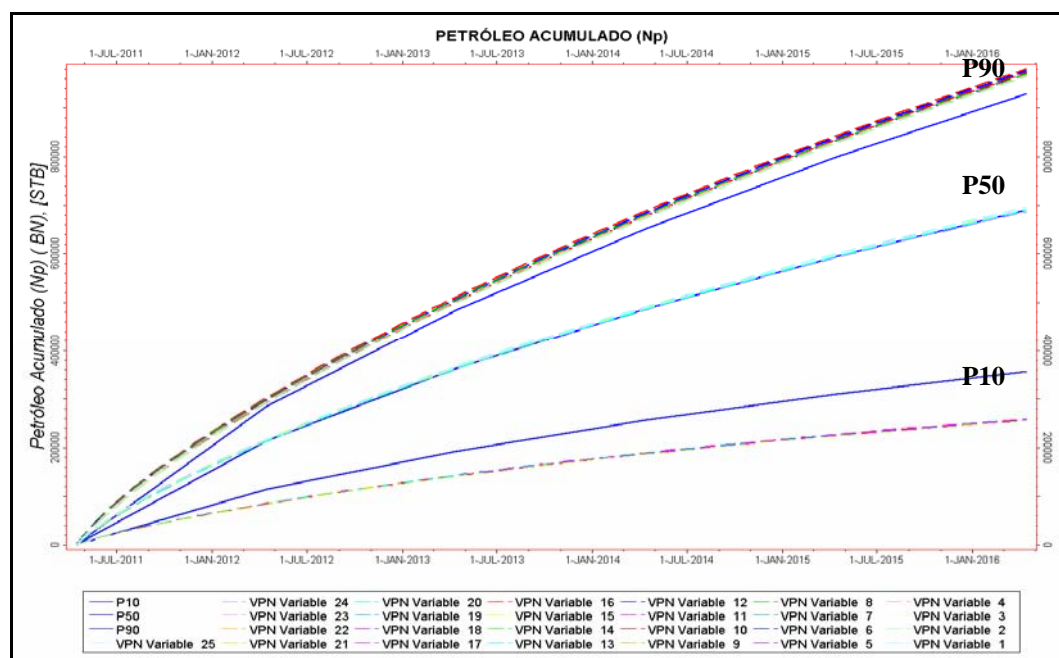
La siguiente hoja de cálculo (figura 4.24) nos muestra cuales configuraciones fueron consideradas para la validación del proxy.

Nombre del Caso	\$Bhp	\$HOT	\$MID	\$Temp	\$Valor_Presente_Neto
VPN Variable_26	418.084047975097	1269408.75325175	623449.425080111	295.121921445357	87567758.0675252
VPN Variable_27	590.702841273232	1062786.20413831	492837.870668661	289.298013245033	72709986.1124666
VPN Variable_28	758.110293893246	686861.671370586	689550.156547746	296.929837946715	54888336.1838838
VPN Variable_29	869.075594347972	1375237.7333842	752023.316299936	286.78450880459	39957739.9380384
VPN Variable_30	894.689168980987	774700.944108402	972766.367528306	280.508316293832	36084553.1571709

**Figura 4.24. Hoja de cálculo para la validación del proxy**

#### 4.2.2.2. Segundo Paso: Comparación de los casos generados a partir del diseño experimental seleccionado con los rangos de probabilidades P10 P50 y P90

En el gráfico comparativo del entrenamiento (training) en función de los rangos de probabilidades P10 P50 y P90 nos muestra los escenarios que mejor ajustaron y los que no, dando como resultado que los casos Variable\_VPN 11, 9, 7, 5, 13, 15, 17 y 3 están por debajo del rango mínimo de ocurrencia (figura 4.25).



**Figura 4.25. Comparación de los casos resultantes con P10 P50 y P90**

Cada caso antes evaluado posee una configuración la cual será mostrada en la siguiente hoja de cálculo (Figura 4.26). En esta hoja de cálculos se demuestra que los escenarios que se encuentran por debajo de P10 corresponden a las tendencias antes graficadas.

Nombre del Caso	\$Bhp	\$HOT	\$MID	\$Temp	\$Valor_Presente_Neto
VPN Variable_1	700	998761.5	687438.5	290	61418818.0703746
VPN Variable_2	400	499381	376600	280	87508295.087448
VPN Variable_3	1000	499381	376600	280	19269448.0234259
VPN Variable_4	400	1498142	376600	280	87894816.3042513
VPN Variable_5	1000	1498142	376600	280	19308870.0444377
VPN Variable_6	400	499381	998277	280	87941433.915413
VPN Variable_7	1000	499381	998277	280	19371077.9427091
VPN Variable_8	400	1498142	998277	280	88212343.8235511
VPN Variable_9	1000	1498142	998277	280	19387490.0336067
VPN Variable_10	400	499381	376600	300	88220031.4500157
VPN Variable_11	1000	499381	376600	300	19620390.5984922
VPN Variable_12	400	1498142	376600	300	88809898.8264336
VPN Variable_13	1000	1498142	376600	300	19687776.3545877
VPN Variable_14	400	499381	998277	300	88807461.5010669
VPN Variable_15	1000	499381	998277	300	19736209.6377683
VPN Variable_16	400	1498142	998277	300	89209987.23223
VPN Variable_17	1000	1498142	998277	300	19757703.6365978
VPN Variable_18	400	998761.5	687438.5	290	88617888.7060026
VPN Variable_19	1000	998761.5	687438.5	290	19544421.8353069
VPN Variable_20	700	499381	687438.5	290	61226513.3169607
VPN Variable_21	700	1498142	687438.5	290	61434525.6542464
VPN Variable_22	700	998761.5	376600	290	61260772.7623264
VPN Variable_23	700	998761.5	998277	290	61481881.1350821
VPN Variable_24	700	998761.5	687438.5	280	60936423.2031342
VPN Variable_25	700	998761.5	687438.5	300	61850905.4032021

**Figura 4.26. Hoja de cálculo para la evaluación del entrenamiento (training)**

#### 4.2.2.3. Tercer Paso: Optimización

El último paso del proceso de análisis de incertidumbre y mejoras para la configuración de potencias en función del valor presente neto (VPN), es la optimización. Una vez que se validó el proxy este fue considerado para la estimación de la mejor configuración de potencias, dando como resultado los siguientes valores:

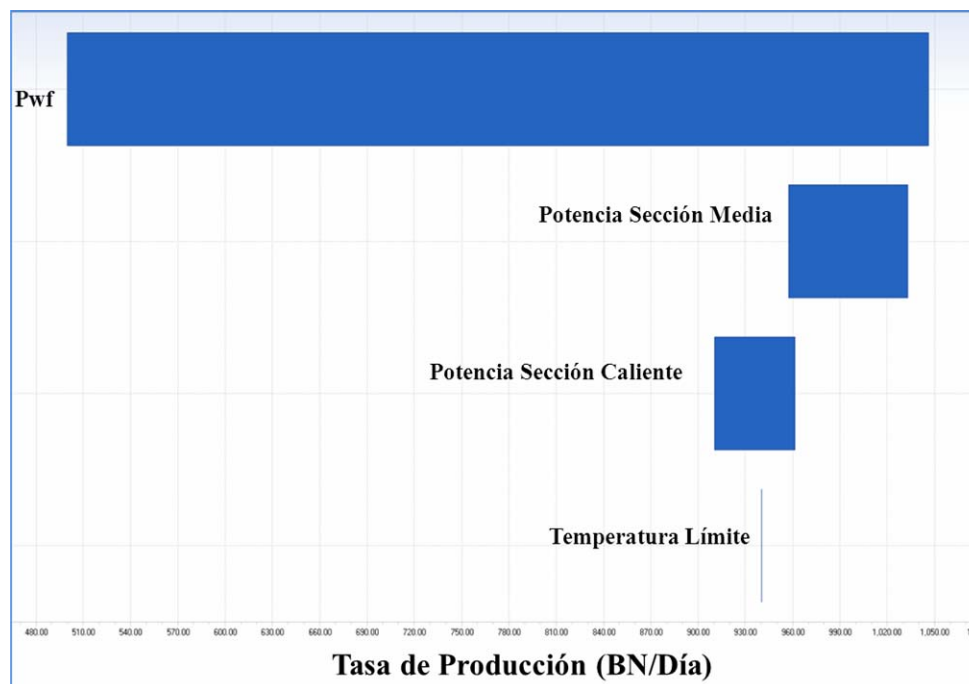
**Tabla N° 4.2. Reporte resultante en función del valor presente neto**

Optimización variable VPN					
\$LOOP	\$BHP	\$HOT	\$MID	\$TEMP	\$Valor Presente Neto
1	600.00000000	1048200.00000000	376600.00000000	280.00000000	71506585.80101201
2	800.00000000	1048200.00000000	376600.00000000	280.00000000	48696369.32226990
3	600.00000000	773790.50000000	376600.00000000	280.00000000	71411030.37233010
4	600.00000000	1048200.00000000	687438.50000000	280.00000000	71694048.55825782
5	600.00000000	1048200.00000000	376600.00000000	290.00000000	71886821.40185750
6	400.00000000	910995.25000000	532019.25000000	285.00000000	88112474.75058051
7	400.00000000	842392.87500000	609728.87500000	287.50000000	88255966.12837243
8	400.00000000	1219705.93750000	648583.68750000	288.75000000	88488880.96320446
9	400.00000000	1442663.65625000	784575.53125000	293.12500000	88815984.51550393
10	400.00000000	1142528.26562500	852571.45312500	295.31250000	88890294.19837463
Mejor Resultado es la iteración 10 400.00000000 1142528.26562500 852571.45312500 295.31250000 88890294.19837463					

La tabla N° 4.2 nos muestra que la mejor configuración es el escenario número diez (10), este escenario difiere del resultado de la optimización en función del Factor de Recobro.

Existen tres formas de obtener la superficie de respuesta conocidos como: modo lineal, bilineal y cuadrático. Para nuestro estudio el que mejor ajuste para todo el proceso de optimización fue el modo cuadrático. La selección del diseño experimental y la manera como será estimado la superficie de respuesta afectara tanto el tiempo de computo como también el número de muestras necesarias para la estimación y validación del proxy. Mientras mejor se ajuste el proxy más confiable será, de lo contrario se debe cambiar el diseño experimental.

Otra manera de evaluar el efecto que tiene cada una de las variables antes consideradas para el análisis de incertidumbre y optimización con respecto a la tasa de producción fue a partir de un análisis de sensibilidades resultando los siguientes comportamientos (Figuras 4.27).



**Figura 4.27. Gráfico de Pareto Variable (Al año de producción)**

La variable que más afecta la tasa de producción durante el periodo de evaluación (cinco años) es la presión de fondo fluyente (Pwf), esta se ve directamente relacionada con la presión de yacimiento la cual se verá favorecida por la estimulación generada en las cercanías del pozo producto del calentamiento.

De segundo y tercer lugar se encuentran las potencias del cable, de estas depende de que la viscosidad del fluido disminuya facilitando su producción.

Sin embargo la temperatura límite previamente establecida no tiene un impacto significativo en la tasa de producción, esto se debe a que una vez alcanzado esos rango no hay cambios significativos en la viscosidad del fluido a estudio (Figura 4.28), de no haber cambios significativos la tasa de producción tampoco los reflejara. Estos rangos límites se establecieron con el objetivo de evitar exponer la vida útil de

los equipos que integran un esquema de pozo con cable calentador, específicamente la bomba de cavidad progresiva (PCP).

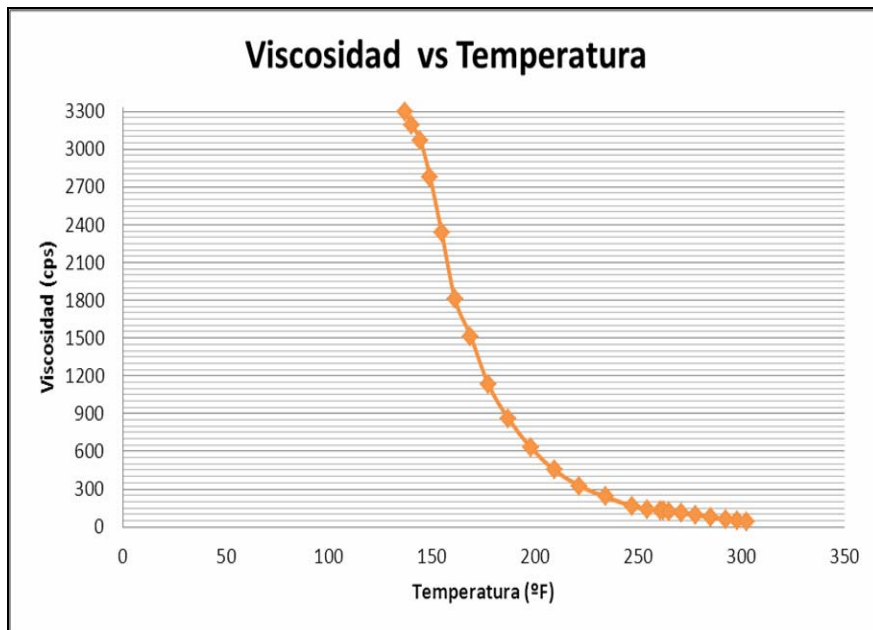


Figura 4.28. Variación de la viscosidad con cambios de temperatura

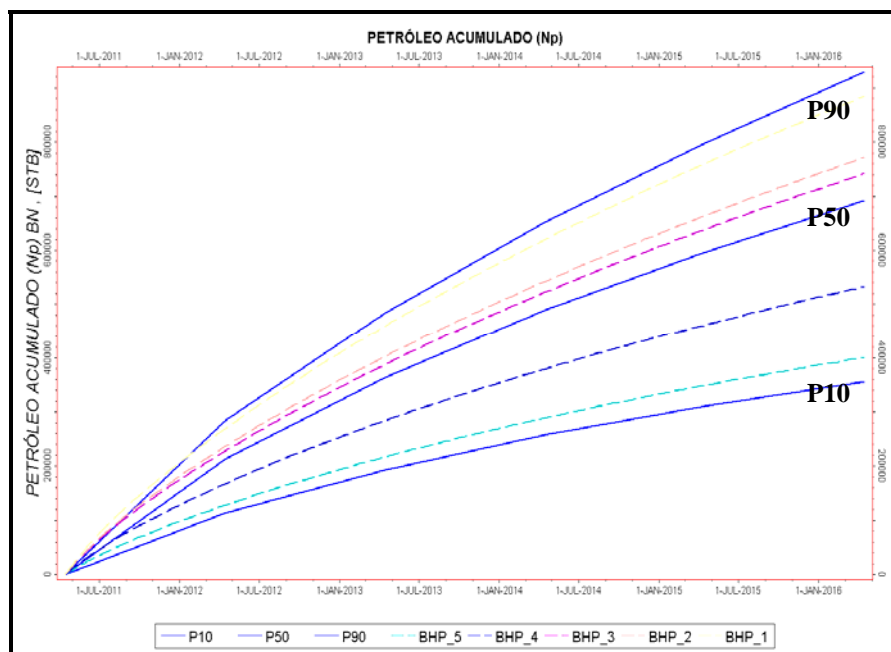
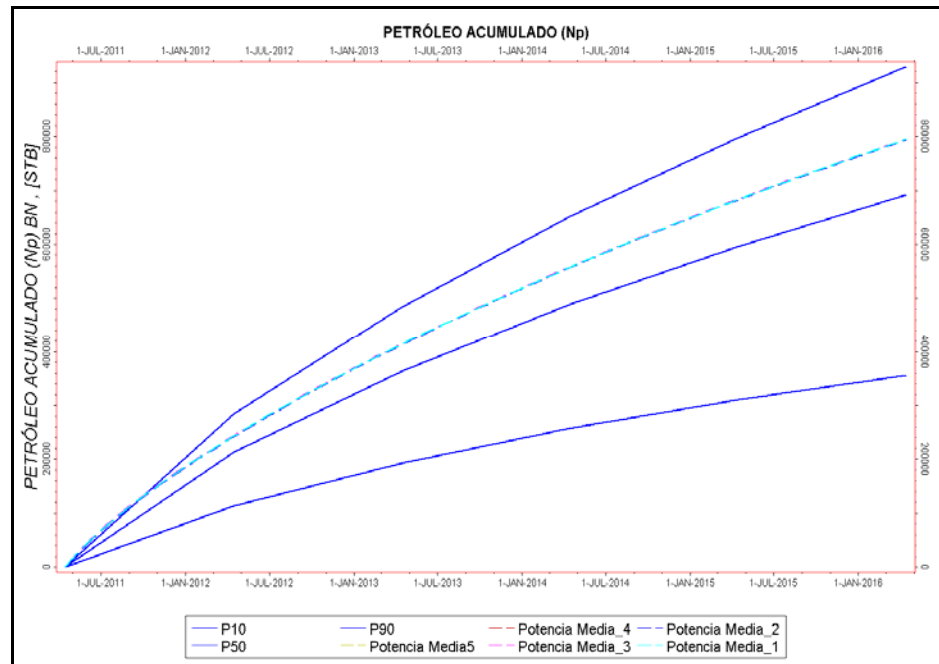


Figura 4.29. Pwf vs P10 P50 P90

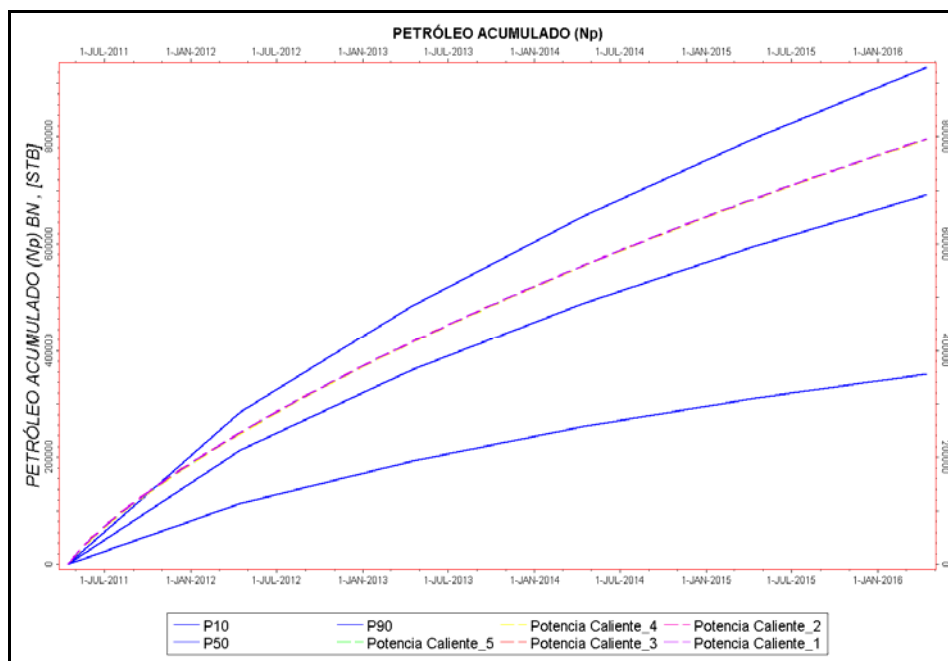


Los rangos de presión de fondo fluyente considerados para el análisis de sensibilidades se mantienen dentro de los rangos de probabilidades (Figura 4.29).

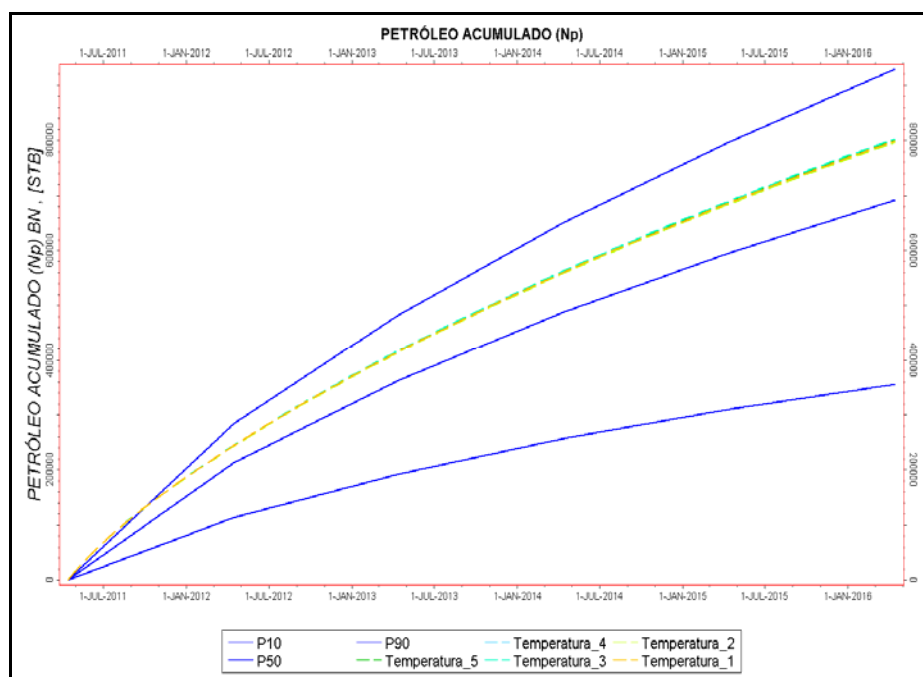


**Figura 4.30. Potencia Media vs P10 P50 y P90**

Tanto las configuraciones para la potencia media como para la potencia caliente, son rangos aceptables, los cuales se mantienen dentro de los niveles de probabilidades P50 y P90 (figura 4.30 y 4.31). La temperatura también se mantiene en este rango (figura 4.32).



**Figura 4.31. Potencia Caliente vs P10 P50 y P90**



**Figura 4.32. Temperatura vs P10 P50 y P90**

La siguiente hoja de cálculo (figura 4.33) nos muestra en detalles todas las combinaciones antes consideradas para el análisis de sensibilidades de cada una de las variables consideradas para este estudio.

Case name	\$BHP	\$Factor_de_Recobro	\$PotHot	\$PotMid	\$Temp
BHP_1	504.127933591723	5.21850209226343	1048200	376600	280
BHP_2	622.523880733665	4.55176838385548	1048200	376600	280
BHP_3	650.602130191961	4.37554777145089	1048200	376600	280
BHP_4	821.115146336253	3.1422792791007	1048200	376600	280
BHP_5	911.656239509262	2.36258472710854	1048200	376600	280
Potencia Caliente_1	600	4.68794336877032	970271.192474136	376600	280
Potencia Caliente_2	600	4.68483294724197	683075.968797876	376600	280
Potencia Caliente_3	600	4.68950658739029	1413551.96956694	376600	280
Potencia Caliente_4	600	4.68894633771269	1225102.0120304	376600	280
Potencia Caliente_5	600	4.68697487795008	840386.846235542	376600	280
Potencia Media_1	600	4.6959716035731	1048200	700857.85917539	280
Potencia Media_2	600	4.69675940475636	1048200	842113.073274941	280
Potencia Media_3	600	4.69681632967243	1048200	912740.680324717	280
Potencia Media_4	600	4.69072510320027	1048200	437414.949668874	280
Potencia Media_5	600	4.69356719168915	1048200	548674.395556505	280
Temperatura_1	600	4.71556736010489	1048200	376600	289.404950102237
Temperatura_2	600	4.70027262772558	1048200	376600	283.957274086734
Temperatura_3	600	4.73757444069075	1048200	376600	297.79558702353
Temperatura_4	600	4.70107870225305	1048200	376600	284.262215033418
Temperatura_5	600	4.72641207743537	1048200	376600	293.516281624805

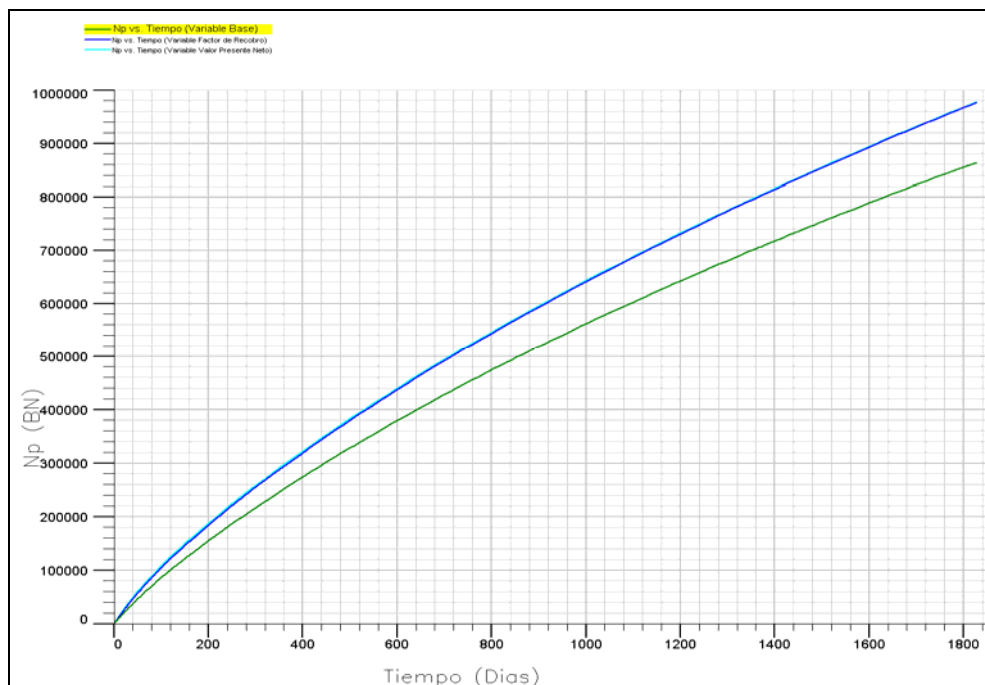
**Figura 4.33. Hoja de cálculo para análisis de sensibilidades**

### 4.3. Seleccionar el mejor diseño de calentadores de fondo basados en la distribución de potencias

En vista de las diferencias de los reportes resultantes del análisis de optimización para los dos diseños del cable calentador de fondo (constante y variable), fue necesaria evaluar cada configuración (dos para variable y dos para constante), con el objetivo de visualizar él porque de las diferencias entre ellos y ver quien predomina.

Para el caso variable el petróleo acumulado resultante de la optimización en función del Valor Presente Neto (VPN), es considerablemente mayor que el

comportamiento obtenido bajo la configuración resultante a partir del Factor de Recobro (Figura 4.34). Con una diferencia de 3252 BN (Tabla N°4.3). Este predomina por un 0.10%.

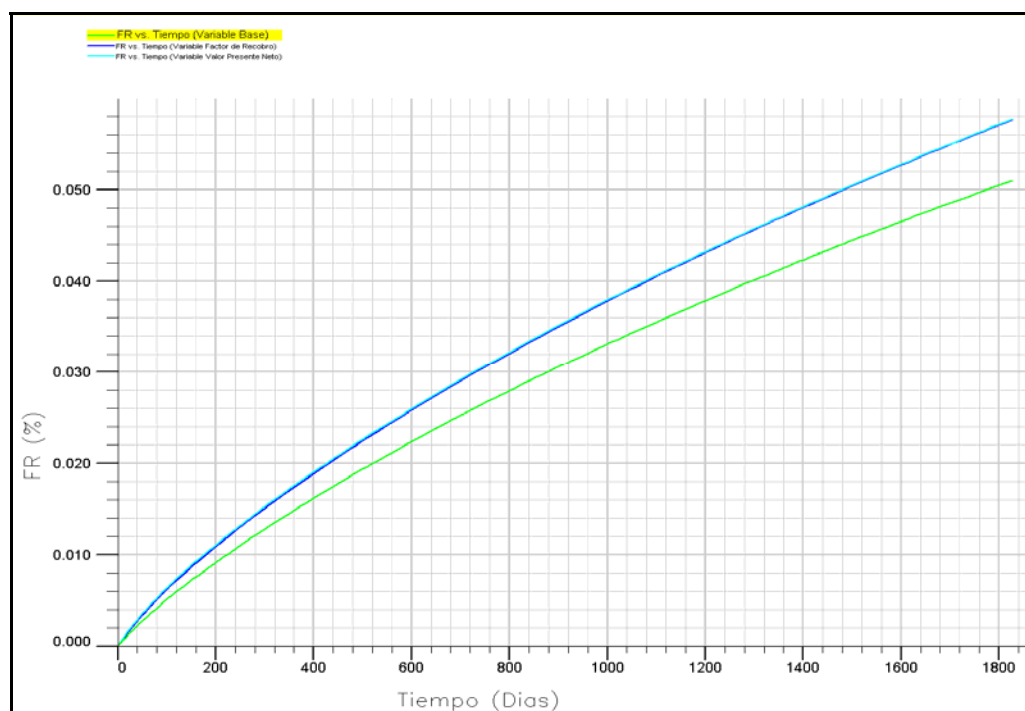


**Figura 4.34. Petróleo Acumulado vs Tiempo casos variable.**

**Tabla N°4.3. Comparación Petróleo Acumulado Casos Variable**

	<b>Petróleo Acumulado, Np ( BN)</b>
<b>Caso Base Variable</b>	<b>864272.31</b>
<b>Caso Variable Optimizado a partir del Factor de Recobro (FR)</b>	<b>976770.06</b>
<b>Caso Variable Optimizado a partir del Valor Presente Neto (VPN)</b>	<b>980023.19</b>
<b>Diferencia</b>	<b>3252.94</b>

En cuanto al factor de recobro para los dos casos antes evaluados de potencia variable la diferencia existente entre ellos es mínima (Figura 4.35), sin embargo las configuraciones predominan en gran medida con la configuración base del caso a potencia variable (Tabla N° 4.4).



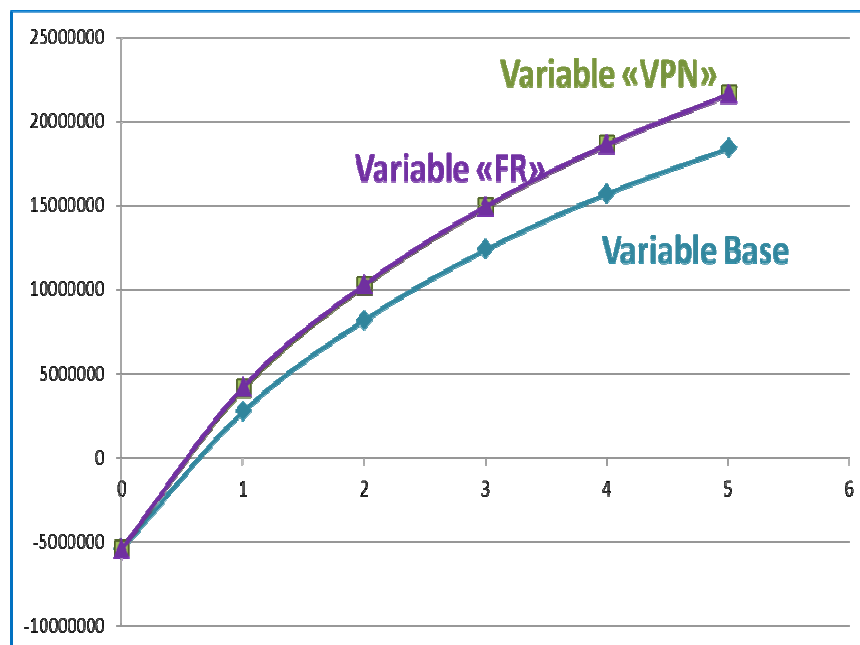
**Figura 4.35. Factor de Recobro vs Tiempo Caso Variable**

**Tabla 4.4. Comparación Factor de Recobro Casos Variable**

	<b>Factor de Recobro, Fr (%)</b>
<b>Caso Base Variable</b>	<b>5</b>
<b>Caso Variable Optimizado a partir del Factor de Recobro (FR)</b>	<b>5.761</b>
<b>Caso Variable Optimizado a partir del Valor Presente Neto (VPN)</b>	<b>5.771</b>
<b>Diferencia</b>	<b>0.01 %</b>

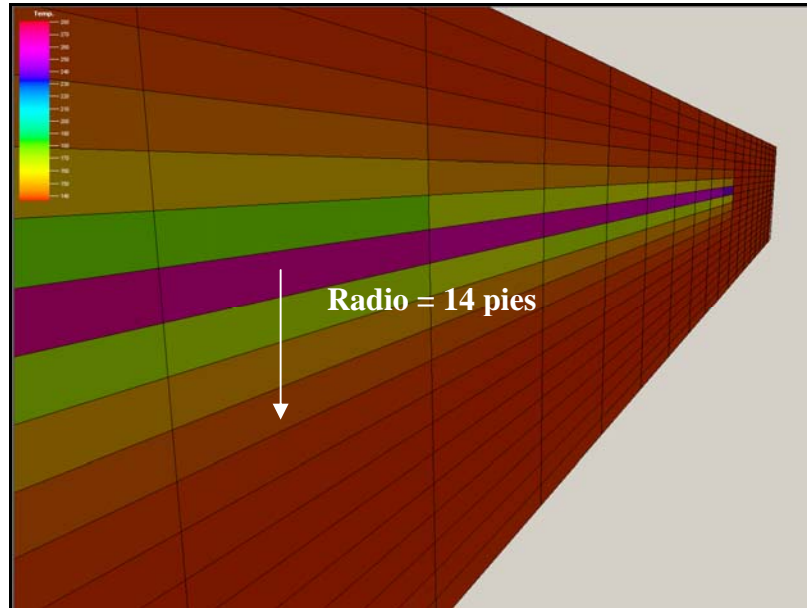
Por último se realizó una evaluación económica en los casos variables antes evaluados para visualizar el impacto que este genera a nivel de rentabilidad, esta evaluación es más completa ya que cuenta con todos los costos y pagos necesarios para llevar un proyecto piloto con cable calentador de fondo donde el factor predominante en este caso es el consumo de energía y mantenimiento de la herramienta, resultando los siguientes escenarios.

La evaluación económica de los escenarios resultantes de la optimización se aprecia en el siguiente gráfico, donde se comprueba que los VPN resultantes de las configuraciones en función del factor de recobro y el valor presente neto son muy similares (Figura 4.36). Es decir, que a pesar de que en la configuración en función del valor presente neto requiere de un mayor consumo de energía el aumento en producción no es tan significativo como para compensar los gastos por consumo de energía.

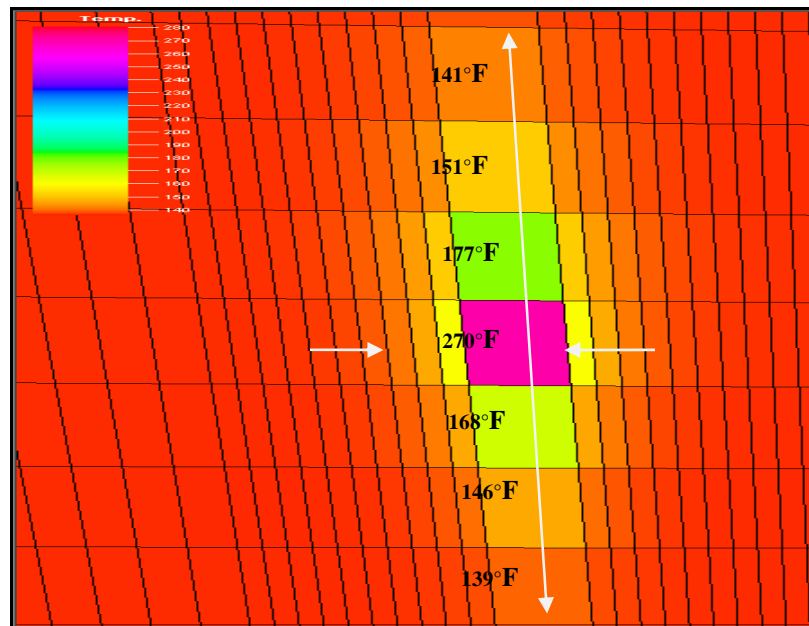


**Figura 4.36. VPN vs Tiempo Casos Variable**

Por otra parte la distribución de la temperatura alrededor del pozo luego del periodo de calentamiento es de 28 pies en dirección “k”. Esta temperatura no supera los 300°F (Figura 4.37 y 4.38). El radio de calentamiento es de 14 pies.



**Figura 4.37. Corte en Dirección “J” Distribución de la Temperatura alrededor del pozo.**



**Figura 4.38. Corte en dirección “I” Alcance radial de la Temperatura Pozo  
Potencia Variable**

Basándonos en el mejor aprovechamiento de la sección horizontal para casos donde esta posee una longitud considerada, la configuración del cable con potencia variable en base a la función objetivo factor de recobro es el escenario seleccionado en vista de que además de trabajar bajo condiciones seguras, el consumo de energía es compensando en la tasa de producción que resulta del proceso térmico, y a su vez que el VPN aumenta en un 17.4 con respecto al caso base.



#### **4.4. Evaluar diferentes tiempos de precalentamiento en la configuración final del cable calentador**

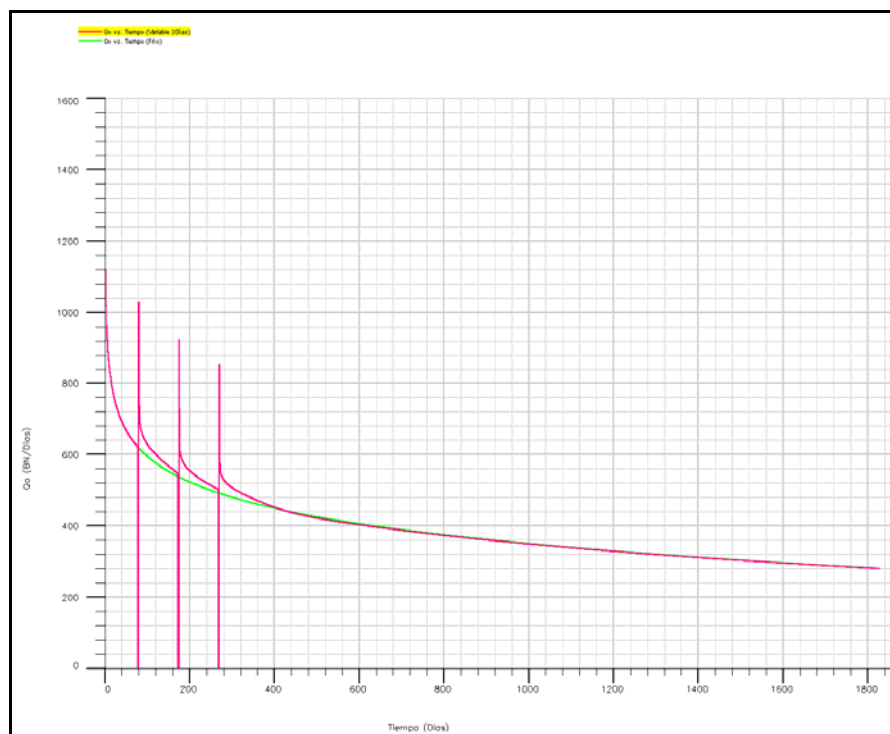
Se evaluaron cuatro escenarios a diferentes tiempos de precalentamiento con el objetivo de ver la factibilidad de estos tiempos de cierre, y si estos son compensados durante el tiempo a producción. Los escenarios fueron los siguientes:

- Cierres de dos (2) días.
- Cierres de cinco (5) días.
- Cierres de diez (10) días.
- Cierres de treinta (30) días.

Una vez cumplido el periodo de cierre por precalentamiento se apaga el cable calentador y se abre a producción, con el objetivo de visualizar y estimar el aporte en producción por cada periodo de cierre. Cada escenario evaluado cuenta con tres ciclos de precalentamiento, resultando los siguientes comportamientos:

- **Precalentamiento por dos días:**

Se comparó el petróleo acumulado sin estimulación (Frío) y el petróleo acumulado considerando el periodo de precalentamiento con el objetivo de verificar si la etapa de cierre por cinco días se compensa cuando el pozo se abre a producción y cuantificar la producción extra (Figura 4.39). Para este primer escenario de precalentamiento durante un periodo de 95 días, el petróleo acumulado con etapa de precalentamiento supera por una diferencia de 1397.32856 BN al mismo periodo sin estimulación (Frío), lo que quiere decir que el cierre compensa la producción de los dos días sin producción (Tabla N°4.5).



**Figura 4.39. Tasa vs Tiempo (2 Días de Pre calentamiento)**

**Tabla N° 4.5. Comparación de Petróleo Acumulados con y sin estimulación durante dos días de cierre**

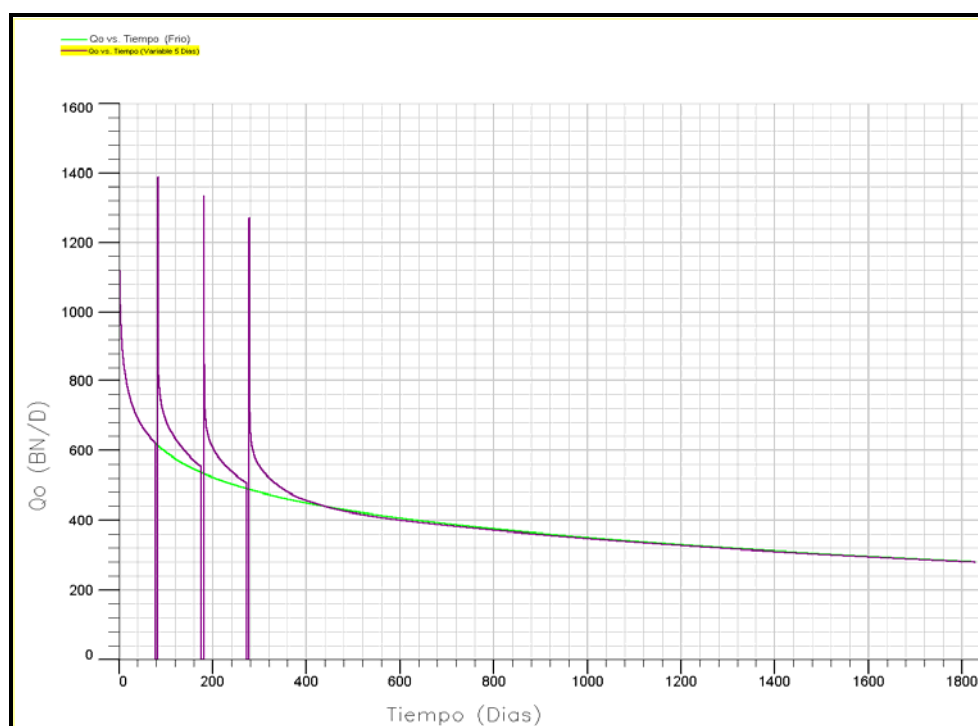
Tiempo (Días)	Np Frío (BN)	Np Pre calentamiento (BN)	Ganancia (BN)
95	54401.48	55798.80964	1397.32856

- **Pre calentamiento por cinco días:**

Como resultado de este Segundo escenario (figura 4.40) el petróleo acumulado (Np) durante la etapa de pre calentamiento es mayor que el comportamiento sin estimulación, con una ganancia de 2902.36055BN (Tabla N° 4.6)

**Tabla N°4.6. Comparación de los Petróleos Acumulados al final de un periodo de cinco días de cierre**

Tiempo (Días)	Np Frío (BN)	Np Pre calentamiento (BN)	Ganancia (BN)
98	56008,23187	58910,59242	2902,36055



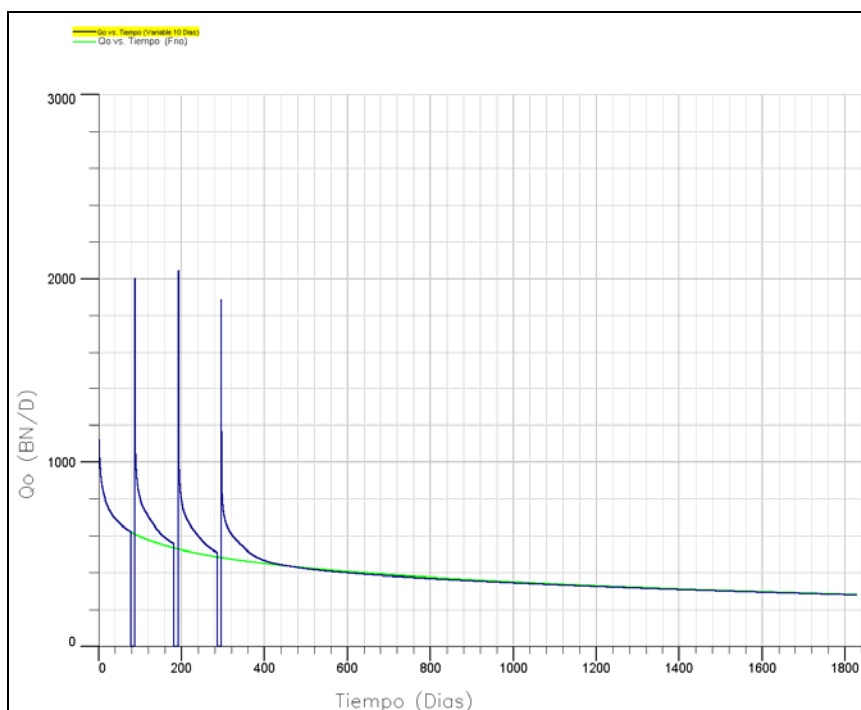
**Figura 4.40. Tasa vs Tiempo (5 Días de Pre calentamiento)**

- **Pre calentamiento por diez días:**

Durante los diez (10) días de cierre la pérdida en petróleo acumulado es de 6131 BN (Figura 4.41). Este acumulado se compensa al final del periodo de 104 días, con una ganancia de 4877,75391 BN (Tabla N° 4.7).

**Tabla N°4.7. Comparación de los Petróleos Acumulados al final de un periodo de diez días de cierre**

Tiempo (Días)	Np Frío (BN)	Np Precalentamiento (BN)	Ganancia (BN)
104	59205,6159	64083,36981	4877,75391



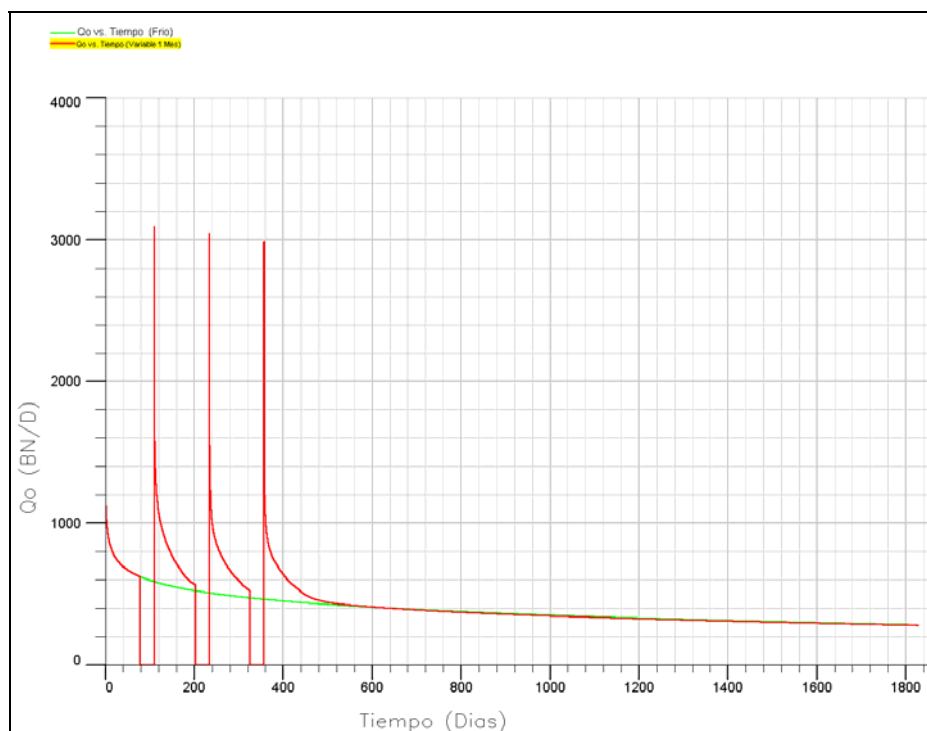
**Figura 4.41. Tasa vs Tiempo (10 Días de Precalentamiento)**

- **Precalentamiento por un treinta días:**

Durante los treinta (30) días de cierre el petróleo acumulado es de 19221 BN. Este acumulado se compensa durante el periodo en donde el pozo se abre a producción después de la etapa de precalentamiento (Figura 4.42), esta evaluación se realizó para un periodo de 125 días, donde la ganancia en BN es de 3462,38601.

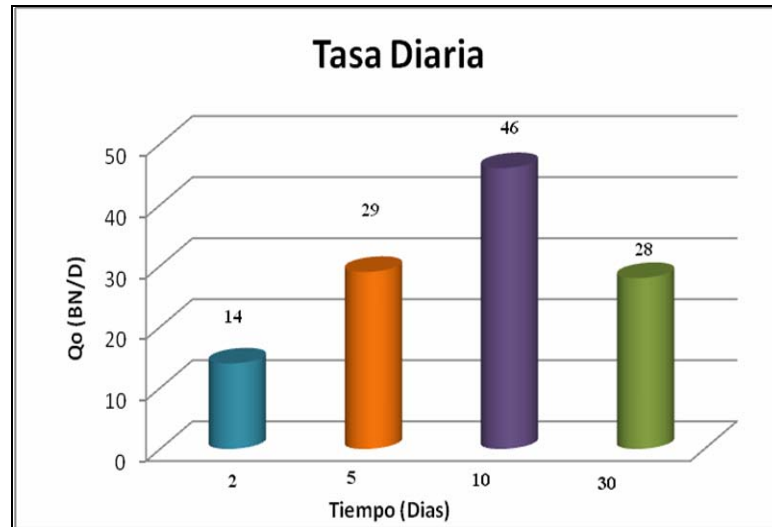
**Tabla N°4.8. Comparación de los Petróleos Acumulados al final de un periodo de treinta días de cierre**

Tiempo (Días)	Np Frío (BN)	Np Pre calentamiento (BN)	Ganancia (BN)
125	70236,97827	73699,36428	3462,38601



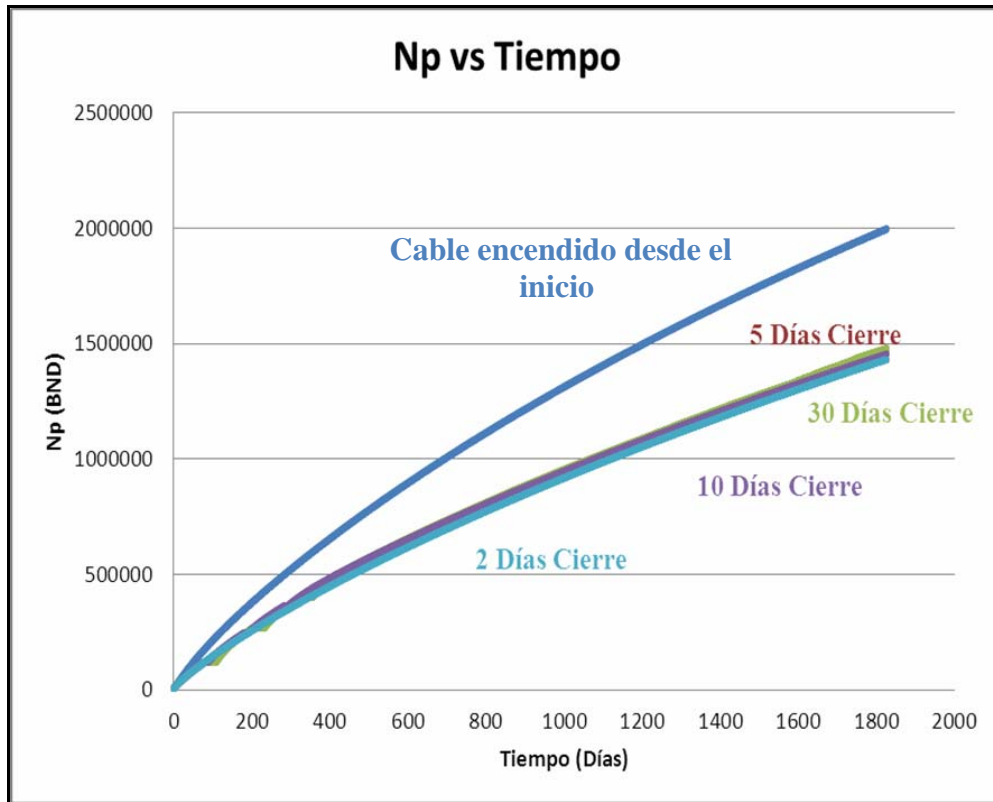
**Figura 4.42. Tasa vs Tiempo (30 Días de Pre calentamiento)**

Una vez obtenido el aporte en producción luego de un periodo de cierre, se estimaron las tasas diarias necesarias para cubrir la producción extra, resultando el mejor escenario el periodo de pre calentamiento por diez días (Figura 4.43).



**Figura 4.43. Tasa Diaria vs Tiempo después de un periodo de pre-calentamiento**

Sin embargo mantener el cable encendido desde el inicio con el pozo abierto a producción aporta mejores beneficios en el petróleo acumulado ( $N_p$ ) que solo considerar periodos de cierres a lo largo del tiempo de evaluación para nuestro estudio (cinco años). El efecto de calentamiento dependerá del tiempo en el que permanezca encendido el cable, al cesar la inducción este se enfriara y necesitara de un nuevo periodo de estimulación para aporta mejoras en la producción.



**Figura 4.44. Petróleo Acumulado vs Tiempo (con o sin cierre por precalentamiento)**

## CONCLUSIONES

- El ambiente sedimentario resultante respeta y reproduce las dimensiones de las facies y propiedades de las rocas.
- El diseño con potencia variable aporta un mejor aprovechamiento de la sección horizontal.
- La tasa interna de retorno para un pozo con cable calentador de fondo es menor de un año.
- No existen cambios significativos en la disminución de la viscosidad cuando la temperatura supera los 300°F.
- La configuración de potencias seleccionada aumenta el VPN en un 17.4% con respecto al caso base.
- La tasa diaria de producción por un periodo de cierre de diez días es mayor con respecto a los demás escenarios antes evaluados.
- Mantener el cable encendido con pozo abierto a producción aporta mejores beneficios en el petróleo acumulado ( $N_p$ ) que solo considerar periodos de precalentamientos.



## **RECOMENDACIONES**

- Evaluar la factibilidad de los cable calentadores de fondo en un proyecto donde intervengan más de dos pozos bajo condiciones reales dadas de la Faja Petrolifera del Orinoco.
- Combinar el diseño de calentadores de fondo con otro proceso térmico como inyección de vapor.

## BIBLIOGRAFÍA CITADA

1. Hernández, R. **Análisis Dimensional de Facies Sedimentarias en el Bloque Huyapary del área de Hamaca de la Faja Petrolífera del Orinoco. Estado Anzoátegui.** Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente Núcleo Bolívar como requisito parcial para optar por el título de Ingeniero Geólogo. Ciudad Bolívar, Estado Bolívar, Venezuela. (2.005).
2. Díaz, A y Guzmán, M. **Estudio de Calentamiento Eléctrico como Método de Recuperación Térmica de Petróleo Pesado y Extra Pesado de la Faja Petrolífera del Orinoco.** Trabajo de Grado presentado ante la Universidad Central de Venezuela como requisito parcial para optar por el título de Ingeniero de Petróleo. Caracas, Venezuela. (2.009).
3. Díaz, A. **Simulación del Calentamiento Eléctrico en Fondo de Pozos para Crudos Pesados y Extra Pesados.** Trabajo de Grado presentado ante la Universidad Central de Venezuela como requisito parcial para optar por el título de Ingeniero de Petróleo. Caracas, Venezuela. (2.009).
4. Rodríguez, R. Bashbush, J y Rincón, A. **Feasibility of using Electrical Downhole Heaters in Faja Heavy Oil Reservoirs.** Schlumberger- SPE paper 117682. Alberta, Canadá. (2.008).
5. Romero, S. Rangel, E. Neri, U y Theokritoff, W. **Thermal Simulation and Economic Evaluation for Heavy Oil Projects.** SPE paper 104046. Cancún, México. (2.006)
6. Durán, J. **Estudio de la Factibilidad de Aplicación de las Tecnologías por Calentamiento Térmicos Eléctricos, en la Arena S5, T, Yacimiento MM-412 del Campo Melones Perteneiente a la Unidad Pesado Oeste del Distrito San Tomé.** Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, como requisito parcial para optar por el título de Ingeniero de Petróleo. Anzoátegui, Venezuela. (2.006).

7. Petróleos de Venezuela, S.A. PDVSA. [On-Line]. Disponible en: [http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenuprinc.tpl.html&newsid\\_temas=96](http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenuprinc.tpl.html&newsid_temas=96)
8. Mattax, C y Dalton, R. **Reservoir Simulation**. SPE Monograph Series. Society of Petroleum Engineers. Richardson, Texas, USA. (1.990).
9. Arana, V. Trujillo, D y Sánchez, J. **Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos**. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México. (1.984).
10. Manfre, D. **Optimización del Proceso X-SAGD en un área con características representativas de la Faja Petrolífera del Orinoco aplicando Técnicas de Diseño Experimental**. Trabajo especial de Grado, Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela. (2.009).
11. Giraldo, R. **Introducción a la Geoestadística**. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá, Colombia. (1.993).
12. Ordóñez, A. **Modelo de Pozos de Simulación Numérica de Yacimientos. Tesis de Pregrado**. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela. (2.007).
13. Fernández, J. **Simulación Integrada Subsuelo Superficie del proceso SAGD en un Modelo Estocástico de Yacimiento**. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela. (2.007).
14. Caers, J. **Petroleum Geostatistics**. Society of Petroleum Engineers. (2.005).
15. Valles, M. **Evaluación de la Incertidumbre en un Modelo Estocástico de Yacimiento Fluvial mediante Técnicas de Diseño Experimental**. Trabajo especial de Grado, Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela. (2.007).
16. Mata, H. **Geostatistic in Reservoir Characterization: From Estimation to Simulation Methods**. Estudios Geológicos, 61:135-145. Bogotá, Colombia. (2.005).

17. Fernández, E y Bashbush, J. Schlumberger, SPE. **Horizontal Alternating Steam Drive Process for the Orinoco Heavy Oil Belt in Eastern Venezuela**. Artículo técnico SPE #117689. Alberta, Canadá. (2.008).
18. Sierra, R. **Promising Progress in Field Application of Reservoir Electrical Heating Methods**. SPE paper #69709. Margarita, Venezuela (2.001).
19. Durán, J. **Estudio de la Factibilidad de Aplicación de las Tecnologías por Calentamiento Térmicos Eléctricos, en la Arena S, 5, T, Yacimiento MM-412 del Campo Melones pertenecientes a la Unidad Pesado Oeste del Distrito San Tomé**. Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui. Venezuela. (2.006).
20. TYCO. **Heating Systems and Services for the Oilfield Industry**. Houston, EE.UU. (2.009).
21. Alvarado, D. y Banzer, C. **Recuperación Térmica de Petróleo**, 2002.
22. Deutsch, C. **Geostatistical Reservoir Modeling**. Oxford University. England, UK. (2.002).
23. Cheong, Y. y Colaboradores. **Experimental Design and Analysis Methods in Multiple Deterministic Modelling for Quantifying Hydrocarbon in-Place Probability Distribution Curve**. Artículo Técnico SPE# 87002. Malaysia, Kuala Lumpur. (2.004).
24. Hernández, J. **Evaluación Económica de los Pozos Horizontales y Multilaterales Perforados en el Bloque Bare, Distrito San Tome/Anzoátegui**. Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui. Venezuela. (2.006).
25. Gunter, G. y Colaboradores. **Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method**. Artículo Técnico SPE# 38679. San Antonio, Texas. (1.997).
26. Rodríguez, M. **Determinación de las oportunidades de explotación del yacimiento M4 MFB-31 del Campo Bare perteneciente a la unidad de**

- pesados del Distrito San Tomé.** Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui. Venezuela. (2.010).
27. Faria, C. Simulación numérica para representar la factibilidad técnica del proceso de circulación de petróleo caliente en un pozo horizontal. Universidad Central de Venezuela. Caracas. (2.010).
28. Rincón, A y Colaboradores. **Feasibility of using Electrical Downhole Heaters in Faja Heavy Oil Reservoirs.** Artículo Técnico SPE# 117682. Alberta, Canada. (2.008).
29. Damas, C. Fernández, E. y Perdomo, L. **The impact of steam placement control on SAGD performance: a numerical study from the Orinoco Heavy Oil Belt.** Artículo Técnico 2008-450. World Heavy Oil Congress. Edmonton, Canada. (2.008).
30. Frizzell, D. **Analysis of 15 years of thermal laboratory data: relative permeability and saturation endpoint correlations for Heavy Oils.** Artículo Técnico SPE# 20528. New Orleans, LA. (1.990).
31. Cova, J. y Colaboradores. **Comparison of steam based processes for the Orinoco Heavy Oil Belt.** Artículo Técnico 2009-548. World Heavy Oil Congress. Puerto la Cruz, Venezuela. (2.009).
32. Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (Cadafe). (2.002).[On-Line]. Disponible en:  
**[http://www.cadafe.com.ve/index.php?option=com\\_content&view=article&id=328&Itemid=461](http://www.cadafe.com.ve/index.php?option=com_content&view=article&id=328&Itemid=461)**
33. Hirschfeldt, M. Manual de bombeo de cavidad progresiva. (2.009). [On-Line]. Disponible en:

**<http://ingenieria-de-petroleo.blogspot.com/2009/01/bombeo-de-cavidad-progresiva-pcp.html>**

34. Twister, P. **PCP Applications and limitations. Canam Services.** Alberta, Canada. (2.007).

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	OPTIMIZACIÓN DE CALENTADORES DE FONDO CON POTENCIA VARIABLE EN UN MODELO ESTOCÁSTICO DE YACIMIENTO UTILIZANDO TÉCNICAS DE DISEÑO EXPERIMENTAL
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
<b>Saballo Mosqueda Andreína de Fátima</b>	CVLAC: V- E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

CALENTADOR DE FONDO

YACIMIENTO

MODELO ESTOCÁSTICO

DISEÑO EXPERIMENTAL

SIMULACIÓN NUMÉRICA

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CS. APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

### RESUMEN (ABSTRACT):

En busca de la mejor configuración de potencias del cable calentador de fondo como tecnología de interés para la producción de los yacimientos pertenecientes de nuestra Faja Petrolífera del Orinoco, fue necesario acudir a la geoestadística aplicada al ámbito petrolero y a la simulación numérica de yacimientos, en primera instancia para la creación de un modelo de yacimiento que contemplara en gran medida los valores promedios de propiedades de un yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco para posteriormente llevar a cabo un análisis de incertidumbre a partir de las funciones objetivos factor de recobro (FR) y el valor presente neto (VPN).

Se evaluaron parámetros como la temperatura, presión de fondo fluyente y potencias, las cuales fueron distribuidas a lo largo de la sección horizontal, bajo diferentes configuraciones, con el objetivo de obtener un mejor aprovechamiento de toda la trayectoria del pozo, bajo este perfil de configuraciones el factor determinante a la hora de comprobar la rentabilidad de la herramienta fue a partir de la evaluación económica, en ella se consideraron aspectos como regalías, impuestos, flujo de caja antes y después del impuesto, utilidad operativa, flujo efectivo de agua, costos fijos y operacionales, entre otros, resultando los escenarios económicamente rentables, con un radio de calentamiento de 14 pies, la temperatura se distribuyó solo alrededor del pozo, alcanzando los niveles más altos de temperaturas en las cercanías del mismo.

Para efecto de evaluación de esta herramienta a diferentes periodos de precalentamiento (2, 5, 10 y 30 días) todos los escenarios fueron rentables ya que durante el tiempo en el que el pozo se abre a producción, los cierres de dos, cinco, diez y treinta días fueron retribuidos en la producción luego del periodo de precalentamiento.



## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

### CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL			
<b>ARDITTI. LORENZO</b>	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
<b>ACOSTA, FELIX</b>	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
<b>RONDÓN, JOSÉ</b>	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
<b>FERNÁNDEZ, JOHANNA</b>	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			

### FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	10	28
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Optimización de Calentadores de Fondo con Potencia Variable en un Modelo Estocástico de Yacimiento.doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L  
M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4  
5 6 7 8 9.**

**ALCANCE**

**ESPACIAL:** \_\_\_\_\_

**TEMPORAL:** \_\_\_\_\_

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniero de Petróleo  
\_\_\_\_\_

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pregrado  
\_\_\_\_\_

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas  
\_\_\_\_\_

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui  
\_\_\_\_\_

## **METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO**

### **DERECHOS**

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

*“Los trabajos de grado son de la exclusiva propiedad de la universidad de oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo participará al Consejo Universitario”*

---

### **AUTOR**

**Andreína de Fátima Saballo Mosqueda**

---

### **ASESOR**

**Prof. Lorenzo Arditti**

---

### **JURADO**

**Prof. Félix Acosta**

---

### **JURADO**

**Prof. José Rondón**

---

### **POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS**

**Prof. Rayda Patiño**